

Análisis y mejora del sistema de generación eléctrica Pitiuso

Central térmica de Ibiza-Formentera



Trabajo de Final de Grado de Ingeniería de Tecnologías Industriales

Borja Pumares García

9 de septiembre de 2016



1. ÍNDICE

1. ÍNDICE.....	1
2. INTRODUCCIÓN	2
Resumen.....	2
Motivaciones.....	3
Agradecimientos	4
3. JUSTIFICACIÓN.....	5
4. OBJETIVOS	7
4.1. Resolver los problemas que padece la subestación de Formentera.....	7
4.2. Actualizar el sistema de producción eléctrica en Ibiza	8
5. MEMORIA.....	9
5.1. Contexto de la red eléctrica	9
5.1.1. Central Térmica de Ibiza.....	9
5.1.2. Subestación eléctrica de Formentera	9
5.2. Evolución Histórica	10
5.3. Estado actual.....	15
5.3.1. Modelado de las unidades de generación	15
5.3.2. Predicción de demanda y generación eléctrica	29
5.4. Propuestas de mejora	37
5.4.1. Central de Ibiza.....	38
5.4.2. Subestación de Formentera	50
5.6. Impacto Ambiental.....	55
5.7. Normativa.....	58
6. CONCLUSIONES	62
7. BIBLIOGRAFÍA.....	64
8. ANEXO	71

2. INTRODUCCIÓN

Resumen

Análisis y mejora del sistema de generación eléctrica Pitiuso es un trabajo desarrollado por el alumno Borja Pumares García, estudiante de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona, bajo la tutela del profesor Jose Maria Morancho Llena, miembro del personal docente e investigador del departamento de Máquinas y Motores Térmicos de la misma facultad.

A lo largo de este trabajo se realizará una revisión, hasta el día de hoy, de los medios de generación eléctrica que pueden ser encontrados en la central térmica de Ibiza, así como su homóloga en Formentera. Se hará un breve repaso de la evolución histórica de este tejido industrial-energético y se detallarán las intensas ampliaciones y mejoras técnicas que se han venido llevando a cabo desde principios de siglo dentro del sistema de generación Pitiuso.

Una vez caracterizado el entorno y las características de demanda eléctrica en las islas, el proyecto se centrará en proponer mejoras tecnológicas de desarrollo energético, pensando en todo momento en el usuario final, pero también y fundamentalmente en el tejido empresarial y el medio ambiente. La calidad del servicio, tanto como la viabilidad económica de las propuestas y el respeto por el entorno que los confiere, se postularán como valores fundamentales a los que quedarán sujetos en todo momento los objetivos de este Trabajo de Final de Grado.

Motivaciones

Desde una edad temprana, he dedicado mi tiempo libre a desmontar toda clase de artefactos, tanto mecánicos como eléctricos, con un afán voraz por dilucidar que infinidad de funciones y características pudieran esconder aquellas carcasas metálicas y frías. La mayoría de estos aparatos eran ya de una cierta edad y se encontraban en completo desuso, por lo que mi progenitor me animaba a seguir con la investigación, de tal manera que a aquellos objetos desdichados a los que tenía la oportunidad de ponerle la mano terminaban totalmente jubilados.

Con el tiempo aprendí que aquellos que más me llamaban la atención (resultado directamente proporcional a la cantidad de problemas que me daban a la hora de comprender su funcionamiento) eran los que posteriormente reconocería como motores de combustión, principalmente aquellos que operaban bajo el ciclo de Otto, mucho más presentes en maquinaria convencional de baja potencia y altas revoluciones. Desde aquellos momentos previos, establecí un vínculo con estos aparatos, y hoy en día, con los conocimientos adquiridos durante todos estos años, mi meta es, una vez llegado a este punto, poder contribuir a alimentar esta pasión temprana, tanto por mi propio interés como por el del resto de habitantes de mi tierra de origen, y de esta manera volver a 'enredar', en esta ocasión, con la mayor instalación térmica de la isla.

Una vez transcurridos los años más arduos de mi vida cursando esta carrera, y después de tener la oportunidad de asistir a la asignatura de termodinámica de 3º y coincidir con el profesor Morancho durante las prácticas de la misma, relacionadas con ciclos térmicos de refrigeración, decidí proponerle que se uniera a mí en este trabajo, tan necesitado de unos conocimientos profundos sobre la temática en la cual iba a centrarse el trabajo, con el fin de mejorar una de las pocas instalaciones industriales que podemos encontrar en mi lugar de origen.

Agradecimientos

Me gustaría aprovechar el cierre de este capítulo para agradecer el enorme apoyo que he tenido durante la realización de este trabajo para concluir el Grado en Tecnologías Industriales:

En primer lugar, a mi familia más cercana, tanto a mis padres como a mi hermana, sin los cuales jamás podría haber llegado a escribir estas líneas.

En segundo lugar, a mis tíos, que han sido los encargados de permitirme el acceso a la información de la central y el suministro de combustible externo. Sin ellos no habría podido ser posible desarrollar este proyecto sin una base de información real y fidedigna, y sin la cual la calidad y veracidad del mismo pudieran haberse visto afectadas substancialmente.

En cuanto a nivel académico, por supuesto, agradecer al docente e investigador de la ETSEIB, el profesor Jose Maria Morancho, por aceptar mi propuesta de proyecto sin ningún reparo, por corregirme y asesorarme durante la realización del mismo. A él le debo toda utilidad y valor académico que tenga este trabajo.

Y, por último, acordarme de todos y cada uno de los compañeros y profesores que han compartido enseñanzas y conocimientos con sus alumnos, entre los que me encuentro, y sin los cuales esta carrera no sería una de las que uno pudiera estar orgulloso de poseer y retener en su memoria.

3. JUSTIFICACIÓN

Epicentro de la actividad industrial y única referencia para el sector energético en la región, la Central Térmica de Ibiza se encarga de proporcionar energía eléctrica para todos los habitantes de la isla durante todo el año.

Los principales parámetros a la hora de evaluar una instalación de estas características acostumbran a relacionarse tanto con los costes del servicio como por la calidad del suministro proporcionado a los usuarios, que en última instancia serán los beneficiarios de la infraestructura. En este caso, se centrará el esfuerzo en actualizar el estado de la central de Ibiza-Formentera, a la cual se le han diagnosticado graves ineficiencias, algunas ya reconocidas por los mismos usuarios e instituciones encargadas de su gestión, y otras detectadas bajo la investigación realizada a lo largo de este mismo trabajo. Es evidente que las mejoras introducidas quedarán limitadas por el coste del proyecto propuesto y la amortización de la inversión realizada. Todo esto quedará plasmado en el apartado económico para poder ser revisado en cualquier momento.

Para mostrar una imagen clara de la situación actual, es necesario plasmar las características y particularidades del sistema energético balear, lo cual permitirá comprobar cuáles son los aspectos a tratar a la hora de localizar y solventar los aspectos más relevantes.

3.1. Variación del consumo interanual

El gran problema al que debe enfrentarse la central reside en la disparidad del consumo eléctrico que se produce en el entorno de las islas. Al contrario de lo que sucede en la mayor parte del resto de centrales, el consumo energético se dispara al acercarse las fechas estivales.

Se trata de un hecho lógico, teniendo en cuenta que la población de la isla aumenta sensiblemente desde el inicio de la Semana Santa hasta principios de octubre, al finalizar la temporada, durante el cual el pico de población total llega a triplicar a la de la población empadronada en los diversos municipios. Este hecho obliga en primer lugar a disponer de un sistema de generación eléctrica que, como mínimo, sea flexible y fiable, permitiendo así regular eficientemente la producción eléctrica durante todo el periodo anual.

Para lograr este fin, se pueden optar por dos diferentes soluciones, o una opción mixta de ambas:

3.1.1. Sistema de generación flexible

La primera es utilizar un sistema de generación que permita una generación eléctrica que pueda ajustarse a la demanda en cada periodo de tiempo. En la isla de Ibiza se logra mediante diferentes grupos generadores, ya sean grupos motores diésel o turbinas de gas, que se ponen en funcionamiento o se detienen en función de la curva de carga prevista para ese día. Siempre quedan en reserva cierta cantidad de generadores, que bajo ciertas circunstancias se ponen en funcionamiento en caso que se produzcan consumos inesperados, pero eso sí, teniendo un margen de maniobra menor en verano, periodo durante el cual la mayoría de los grupos deben estar en marcha para satisfacer la demanda energética.

Sin embargo, la situación en Formentera dista mucho de encontrarse en una situación semejante. La isla tan solo cuenta con una turbina de gas que, conjuntamente con la escasa aportación de una pequeña estación solar, se encarga de suministrar electricidad a la isla. La fiabilidad de la infraestructura es cuestionable según los últimos accidentes registrados, y la única solución tomada hasta el momento va íntimamente relacionada con la segunda de las opciones para dotar de esta al sistema.

3.1.2. Infraestructura de soporte Península-Isas

La segunda de las soluciones pasa por otorgar soporte externo a la central en casos de necesidad. Hasta el día de hoy, ni Ibiza ni Formentera cuentan con un enlace eléctrico a la Península o a las islas Gimnesias, y las dos únicas líneas que las unen mutuamente datan de los años 80.

Este hecho deja en una delicada situación al archipiélago a la hora de hacer frente a las puntas de demanda imprevistas o incidencias en la turbina principal, provocando una situación difícil de gestionar por su baja robustez. Cabe señalar que a día de hoy está en marcha el proyecto Rómulo, que desembocará finalmente con la interconexión entre las islas y la Península. Queda por lo tanto revisar la interconexión eléctrica Ibiza-Formentera al haber la posibilidad de que el tendido eléctrico haya quedado totalmente desfasado y desbordado por las actuales circunstancias energéticas del entorno.

3.2. Eficiencia energética

De los tres únicos métodos de autoabastecimiento, totalmente autónomo, que cuenta actualmente el archipiélago, dos de ellos corresponden a grupos de motores diésel y turbinas de gas, mientras que el último de ellos se trata de generación eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. Los dos primeros se encargan de proporcionar gran parte de la energía, quedando el último relegado a una posición meramente residual, que en cualquier caso actualmente se encuentra entorno al 0,38% y 2,29% en Ibiza y Formentera respectivamente, con una fuerte tendencia negativa en los últimos años.

Aunque las eficiencias de los grupos motores diésel y turbinas de gas en régimen de ciclo convencional han mejorado substancialmente en los últimos años, siguen siendo pobres en comparación con otros medios de generación eléctrica disponibles actualmente, y a esto hay que añadir que muchos de los grupos actuales ya cuentan con cierta edad, especialmente en el caso de Formentera. Mediante la aplicación de nuevos métodos de generación, bien sea mejorando los sistemas implementados o bien actualizando los grupos actuales, se puede prever que ciertamente hay un gran margen disponible para aumentar el rendimiento y el uso de los recursos que emplea la central.

3.3. Impacto Ambiental

Históricamente, el aumento de la demanda eléctrica en las Pitiusas se había ido supliendo sucesivamente mediante la instalación de nuevos grupos diésel, y posteriormente con la entrada en servicio de las primeras turbinas de gas. Durante muchos años el combustible que daba sustento a ambos métodos era el gasoil, con una menor emisión de partículas y dióxido de carbono en comparación con otros medios de la época, especialmente el carbón, pero aun así

bastante alejada de las emisiones en caso de hacer uso de gas natural, menos común en aquellos años.

No fue hasta el año 2011 cuando se produjo la primera gran modificación teniendo en cuenta estos hechos, en el cual se iniciaron las modificaciones de algunas de las turbinas de gas para poder operar durante los picos de demanda con gas natural como fuente de generación principal y con gas-oil en situaciones de excepcionalidad, a la vez que se destinaban a los grupos motores diésel como medios principales de generación. Con estas medidas, que se prolongaron durante todo el año, los efectos negativos de la actividad industrial se redujeron substancialmente. Sin embargo, las técnicas más modernas de generación eléctrica permiten reducir aún más el impacto de estas actividades sobre el entorno, máxime al tratarse de un lugar que vive del turismo y el cuidado y conservación de su entorno natural.

La oportunidad que surge a la hora de desarrollar este proyecto proviene de aprovechar las actuales circunstancias macroeconómicas de la economía mundial, en especial la fuerte caída de los precios del petróleo y derivados. El duro revés, debido en gran medida tanto al aumento de la oferta, como por la caída de las previsiones de crecimiento de los países asiáticos, permitirá considerar la actualización de los antiguos grupos generadores remanentes, que actualmente siguen funcionando en casos de elevada demanda, operados por combustible diésel. Su transformación a régimen de ciclo combinado de gas natural, mucho más eficiente y respetuoso con el medio ambiente en cuanto a emisiones se refiere, se valdrá del nuevo gasoducto instalado entre la isla de Ibiza y la Península.

La obtención de información de primera mano queda garantizada por la colaboración de uno de los responsables del suministro de combustible a ambas centrales, tanto a la central de Ibiza, como a la subestación de Formentera.

4. OBJETIVOS

El objetivo final del proyecto se centrará en mejorar el servicio de producción eléctrica de Ibiza y Formentera teniendo en cuenta los tres principales factores desarrollados anteriormente y que resultan críticos a la hora de evaluar la calidad de la producción actual. Estos objetivos se presentan en orden de prioridad según las evaluaciones efectuadas:

4.1. Resolver los problemas que padece la subestación de Formentera

Estos problemas, detectados tiempo atrás tanto por las instituciones públicas pertinentes como por los vecinos del lugar, atienden a las siguientes anomalías:

a) Reducida fiabilidad y eficiencia del medio principal de suministro eléctrico

Con una única subestación eléctrica, esta central está equipada con una turbina de gas operada mediante gas-oil, transportado desde Ibiza, y una edad de más de 55 años. La central se ha quedado absolutamente desfasada en muchos de los aspectos críticos: eficiencia, fiabilidad e impacto ambiental. Estas deficiencias ya han sido diagnosticadas por el *Govern de les Illes*

Balears, pero, aun así, no se han tomado las medidas pertinentes para llevar a cabo las modificaciones necesarias.

b) Fortalecer la estructura de soporte eléctrica Ibiza-Formentera

Actualmente se encuentran operativos dos tendidos eléctricos que unen Ibiza y Formentera, pero que resultan claramente insuficientes para cubrir satisfactoriamente las eventuales necesidades de la isla menor en caso de picos de demanda o a la hora de garantizar un mínimo de fiabilidad al servicio en caso de producirse caídas en el suministro en alguna de las fuentes de producción. Se estudiará en este proyecto el fortalecimiento de dicho vínculo con el fin de garantizar el suministro eléctrico en caso de incidencias.

c) Resolver las molestias ocasionadas a los vecinos de Es Ca Marí

Son muchas las quejas interpuestas en el municipio de *Sant Francesc de Formentera* derivadas de la antigua turbina de gas aún en funcionamiento. Los problemas relacionados con la contaminación acústica y la expulsión de los humos de combustión a ras del suelo, entre otros, son aspectos a solucionar conjuntamente con los problemas anteriores con el fin de mejorar el estado de la subestación, evitando así las molestias actuales tanto en la población del barrio de *Es Ca Marí* como a los turistas alojados en los alrededores en la época estival.

4.2. Actualizar el sistema de producción eléctrica en Ibiza

Aunque la central ibicenca no sufre las mismas carencias y desafecciones de su homóloga, la isla mantiene un modelo de producción eléctrica desfasado con respecto a las ya no tan innovadoras tecnologías de generación eléctrica implementadas en todo el resto del territorio español. Los dos objetivos principales serán solventar dichas ineficiencias que se englobarían en dos apartados muy claros:

- 2.a) Mejora de la eficiencia
- 2.b) Reducción del Impacto Ambiental

Ambos objetivos se tratarán revisando el modelo de generación actual, siendo el ciclo convencional el utilizado en la central de Ibiza. Aun teniendo en cuenta las mejoras introducidas durante la última década destinadas a obtener los dos objetivos mencionados (esto es mediante la alteración de las turbinas de gas del ciclo convencional para poder operar con gas natural en vez de gas-oil, con una emisión de sustancias nocivas menor, y consecuentemente, más respetuosas con el medio ambiente), la introducción del ciclo combinado ayudaría a mejorar substancialmente tanto el rendimiento como la sostenibilidad medioambiental.

5. MEMORIA

5.1. Contexto de la red eléctrica

El entorno escogido para realizar este trabajo de Final de Grado es el complejo industrial de la Central Termoeléctrica de Ibiza-Formentera, localizada en el archipiélago Pitiuso perteneciente a la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares. Se trata de una de las 5 centrales de estas características (Mallorca: 3, Menorca: 1, Ibiza-Formentera: 1) encargadas de suministrar energía eléctrica a los habitantes de las islas.

5.1.1. Central Térmica de Ibiza

La sede de la central principal se ubica en las afueras del centro urbano de la ciudad de Ibiza, colindante con las urbanizaciones de *Blanca Dona* i *Puig d'en Valls*, con dirección *Camí Puig d'en Valls s/n* (**Fig. 5.1-1**). El año de su construcción data del 1986, iniciando el periodo de su actividad en 1988. El recinto industrial ocupa una superficie de 7,02 ha.



Fig. 5.1-1: Central Térmica de Ibiza. Recuperado de www.endesaeduca.com

5.1.2. Subestación eléctrica de Formentera

La subestación eléctrica de la isla Formentera se sitúa en el término municipal de mismo nombre, en la parroquia de *Sant Francesc* i venda de es *Ca Mari* (**Fig. 5.1-2**), siendo la 'subestación de es *Ca Mari*' el termino más utilizado por la población local para referirse al pequeño complejo eléctrico. Con dirección Avenida de Ca Mari 1, ocupa tan solo una superficie de 1,7 ha (**Fig. 5.1-3**).



Fig. 5.1-2: Ubicación de la subestación eléctrica.

Recuperado de <https://maps.google.es>



Fig. 5.1-3: Recinto del complejo

Recuperado de <https://maps.google.es>

Actualmente, y desde el momento de su construcción, ambas estaciones son propiedad y se encuentran operadas por la entidad española “GESA”, perteneciente desde el año 1983 al grupo empresarial privado “ENDESA”.

5.2. Evolución Histórica

La Central Térmica de Ibiza nace de la necesidad de proporcionar energía eléctrica a los habitantes de la isla en un intento de centralizar la producción energética de la isla, en un primer momento, sin el apoyo de estructuras de soporte con el resto de la Península. Se repasa a continuación los eventos más relevantes a lo largo de sus 28 años de historia:

1971: Se instalan los dos primeros grupos diésel en la zona donde posteriormente se construirá la central.

1972: Instalación del primer enlace eléctrico que comunica Ibiza y Formentera.

1980: Instalación del segundo enlace eléctrico. La capacidad conjunta de ambos cables es de 27 MW, y es la única conexión existente hasta el día de hoy*.

1986: Inicio de la construcción de la Central de Ibiza.

1988: Puesta en marcha de la Central.

1988: Se instala la primera turbina de gas, operada mediante combustible gas-oil.

1999: Se construye la subestación de Formentera alrededor de una única turbina de gas de 14 MW. Comienza el transporte vía marítima, mediante camión cisterna desde Ibiza, del combustible necesario para la operatividad de la turbina.

** El 10 de mayo de 2016 entra en funcionamiento la tercera conexión eléctrica, destinada a substituir los dos enlaces anteriores.*

Evolución MWe instalados

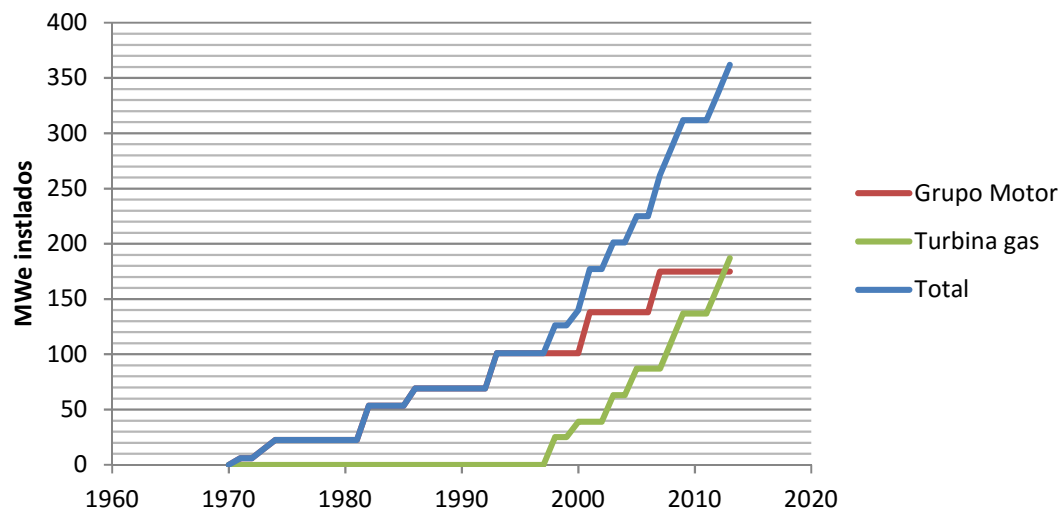


Fig. 5.2-1: Evolución de los MWe instalados en las Pitiusas.

Fuente: BOIB Num.85 07-06-2011

2007: La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio concede la Autorización Administrativa a la empresa “Enagás, S.A.” para la construcción del gasoducto que conectará Denia-Ibiza-Mallorca. El tramo tendrá una longitud de 268 km, con un primer tramo que conectará Denia con *Cala Gració* (Ibiza) de 123 km, y un segundo tramo hasta la central térmica de San Juan de Dios (Mallorca) de 145 km (**Fig. 5.2-2**). La inversión ascenderá a 360 millones de euros.



Fig. 5.2-2: Gabarra CASTORE SEIS, encargada de la instalación del tramo marítimo del gasoducto.

Recuperado de www.cnportocristo.com

2009: Inicio de la construcción de la primera fase del *Proyecto Rómulo* (**Fig. 5.2-3**). Este ambicioso proyecto de ingeniería, con un coste estimado de 365 millones de euros, aspira en interconectar eléctricamente todas las islas con la península ibérica. El enlace se extenderá desde la estación convertidora de *Morverdre* (Sagunto) hasta su homónima de *Santa Ponsa* (Mallorca). Se prevé con esta nueva infraestructura mejorar la calidad del suministro eléctrico balear, con una reducción de contaminantes emitidos fruto de la generación y una disminución de los costes de generación estimados en 30 millones de euros anuales.

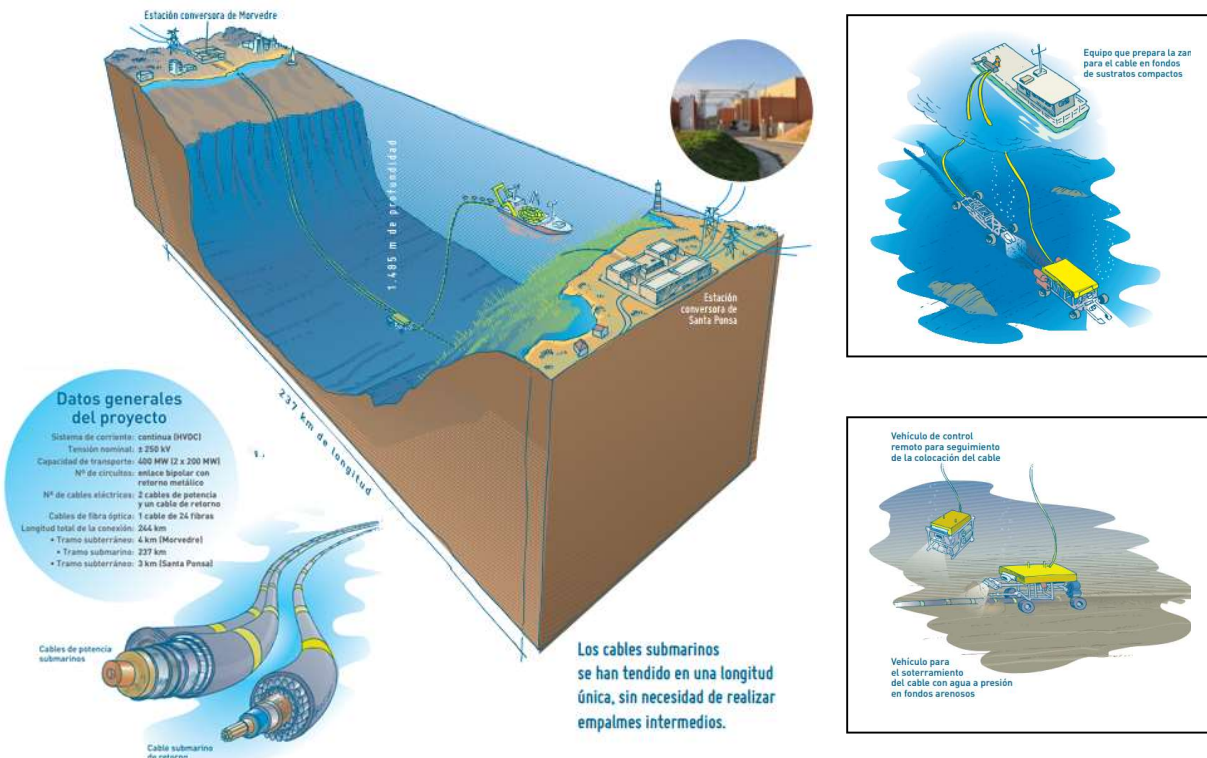


Fig. 5.2-3: Proyecto Rómulo. Esquema de conexión eléctrica Península-Baleares. Recuperado de www.ree.es

2009: Se solicita formalmente autorización administrativa y la aprobación del proyecto de ejecución para la construcción de las instalaciones del proyecto de gasoducto de transporte primario de gas natural denominado 'Gasoducto Insular de Ibiza, *Cala Gració* – Ibiza', que conectará la Central Térmica con las instalaciones de *Cala Gració* (**Fig. 5.2-4**).



Fig. 5.2-4: Punto de enlace en Cala Gració (Ibiza)
Recuperado de losbarcosdeibiza.blogspot.com.es

2010: Inauguración del tramo terrestre de gasoducto que conecta *Cala Gració* con la central de Ibiza. Se trata de una canalización de 17,7 km, con un coste de 15,2 millones de euros a cargo de la empresa "ENDESA". Está diseñado para operar bajo una presión de servicio de 80 atm y trasladar un caudal de más de 520.000 m³/h.

2011: Se inician las obras con el fin de convertir el gas natural como fuente primaria de alimentación de las turbinas de gas y grupos motores existentes. Se prevé relegar tanto al motor diésel y al combustible utilizado en este dispositivo, el gas-oil, a la situación de reserva en caso de indisponibilidad de gas.

2011: Entrada en servicio del gasoducto y las nuevas instalaciones modificadas. Ibiza finalmente queda integrada así dentro del sistema gasístico español.

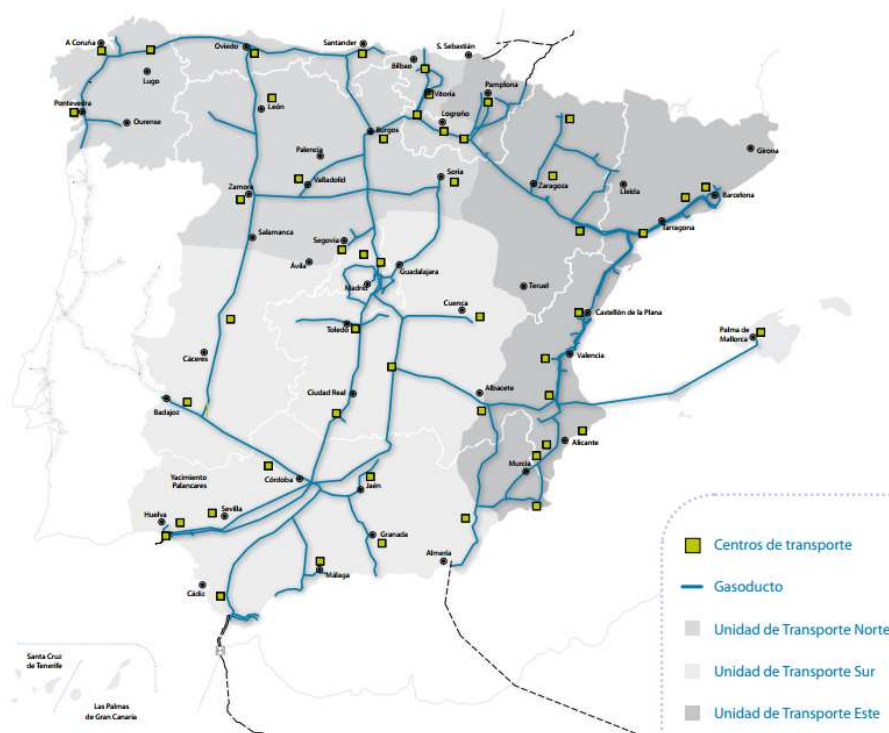


Fig. 5.2-5: Red nacional de gas. Recuperado de www.enagas.es

2012: Puesta en servicio a pleno rendimiento de la primera fase del proyecto Rómulo (interconexión del sistema eléctrico Balear con el Peninsular-europeo).

2014: Se culmina el paso a gas con la modificación del último grupo motor MAN2 a gas natural. Un total de 200 MW instalados ya pueden operar con gas natural, lo que supone un 50% de la capacidad total instalada en Ibiza y Formentera.

Los grupos que operan con normalidad al final de esta etapa bajo gas natural como combustible primario y gas-oil como secundarios son los que se muestran en la **Tabla 5.2-1**.

Generador	Potencia (MWe)
MAN1	18,4
MAN2	18,4
MAN3	18,4
MAN4	18,4
TG5	25,0
TG6A	25,0
TG6B	25,0
TG7A	25,0
TG7B	25,0
Total	199

Tabla 5.2-1: Grupos generadores con la modificación a gas natural.

Fuente: BOIB Num.85 07-06-2011

El resto de la potencia disponible de la central, un 50% aproximadamente, queda reservado para ponerse en funcionamiento en caso de situaciones de excepcionalidad.

El balance final de las todas las modificaciones introducidas resulta ser muy positivo. La reducción de las emisiones específicas según la nueva tecnología introducida son las que se detallan a continuación en la **Tabla 5.2-2**.

REDUCCION DE EMISIONES (g/kWh)			
	CO ₂	SO ₂ y partículas	NO _x
Turbinas de Gas	30%	100%	40%
Motores Diésel	11%	100%	94%

Tabla 5.2-2: Reducción de emisiones con el cambio a gas natural. Fuente: www.endesa.com

En ejecución:

2014: Inicio de la segunda fase del *Proyecto Rómulo*. Este segundo proyecto, denominado *Rómulo 2* (**Fig. 5.2-6**), se encargará de conectar el sistema eléctrico ibicenco con el sistema mallorquín, poniendo fin así a 108 años de autonomía energética del archipiélago Pitiuso, transformándolo de esta manera en un elemento más de la Red Eléctrica de España. Se aumenta de este modo la fiabilidad, la seguridad y la calidad del suministro para los habitantes de la isla. Este nuevo tendido prevé un ahorro de 33 millones al año y una nueva reducción de las emisiones, sobre todo provocadas en la época estival, cuando llega el punto en que es necesario poner en marcha los grupos electrógenos más antiguos operados mediante diésel para satisfacer el consumo creciente. A pesar de que su entrada en servicio se estimaba para el año 2015, a día de hoy aun se encuentra en fase de pruebas.



Fig. 5.2-6: Proyecto Rómulo 2. Conexión eléctrica Ibiza-Palma
Recuperado de www.elmundo.es/baleares

5.3. Estado actual

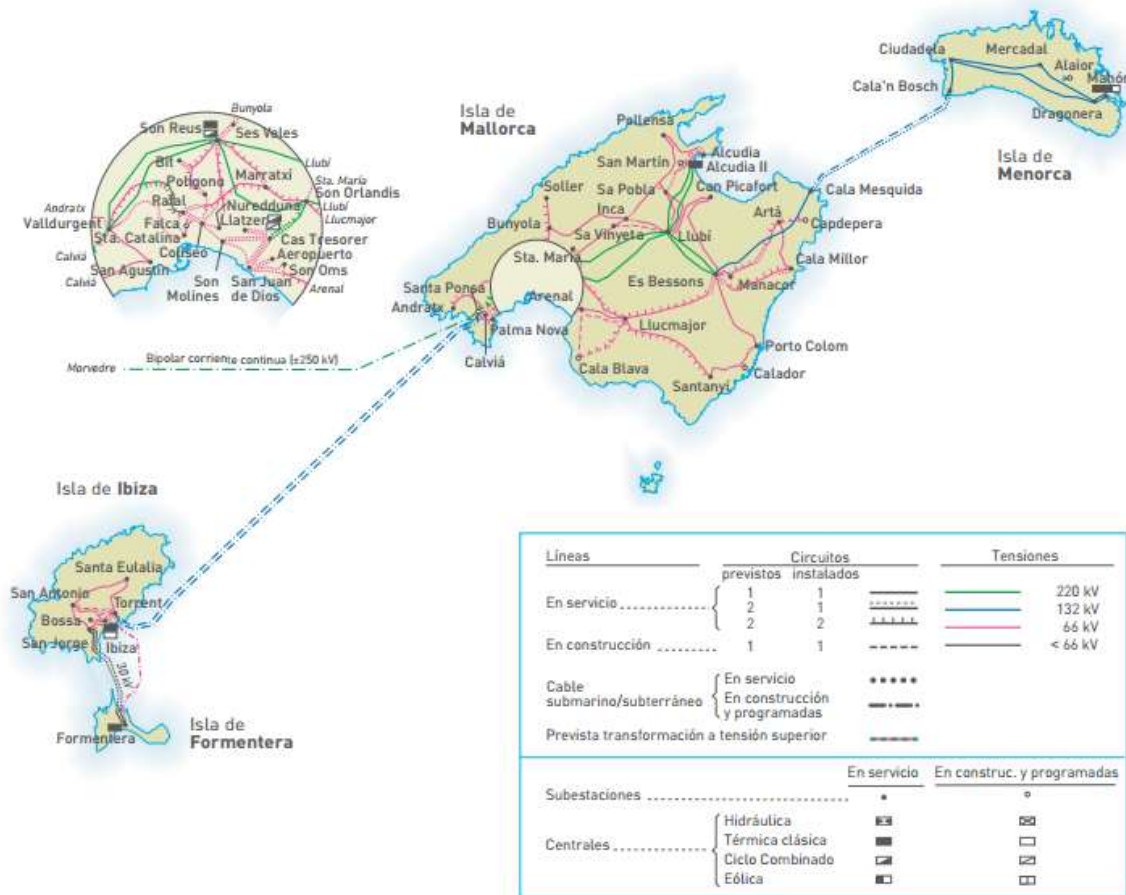


Fig. 5.3-1: Red eléctrica Balear. Recuperado de www.ree.es

5.3.1. Modelado de las unidades de generación

La Central Térmica de Ibiza es una instalación termoeléctrica que utiliza dos medios de producción eléctrica:

5.3.1.1. Grupos Motor

Por una parte, se encuentran los grupos motores diésel, los cuales en su mayoría han sido modificados para poder operar de forma mixta, bien sea mediante gas natural, o bien mediante su combustible original, el gas-oil. Para ello fue necesario la instalación de *skids* de gas y la adecuación completa de los motores (cambio de pistones, culatas, árboles de levas, filtro de combustible, sistemas de soplado del escape, etc.).

Se trata de grandes grupos generadores de la empresa alemana *MAN Diésel & Turbo* (Fig. 5.3-4), presentes actualmente en muy diversos ámbitos, ya sea en transportes navales, ferrocarriles o grandes vehículos terrestres. Su funcionamiento es muy sencillo: Se trata de un gran motor de combustión conectado a un generador eléctrico. Al girar el eje de transmisión del motor, se transmite este movimiento al generador produciendo energía eléctrica.

Modelizado del ciclo Diésel

El modelo ideal que lo describe es el ciclo Diésel. En este proceso, el aire atmosférico es comprimido hasta alcanzar una temperatura por encima de la de autoignición del combustible diésel. De esta manera, la mezcla de aire-diésel combustiona, transformando la energía química de la mezcla en energía calorífica, que se pierde, y una energía de presión que acciona una serie de pistones con un movimiento lineal. Este movimiento es transformado en un movimiento rotacional mediante un sistema de bielas acopladas a un cigüeñal, que a su vez se conecta a un alternador para la producción de energía eléctrica.

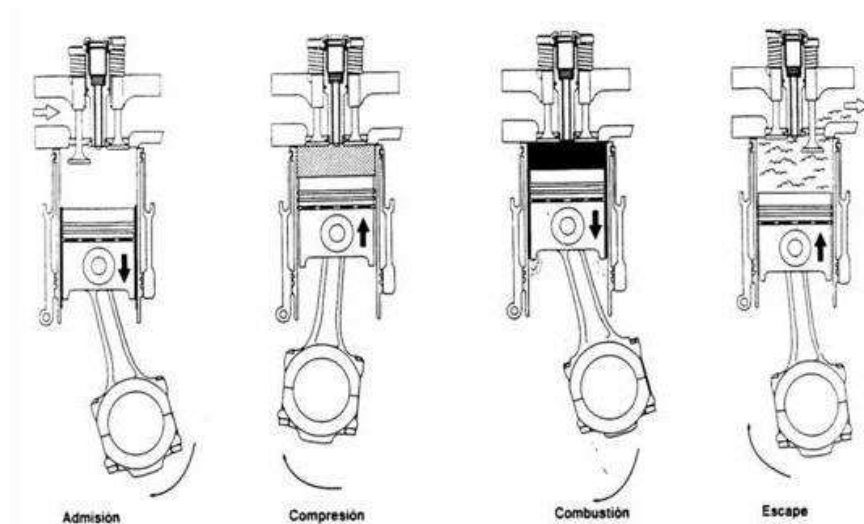


Fig. 5.3-2: Fases del ciclo diésel. Recuperado de www.monografias.com

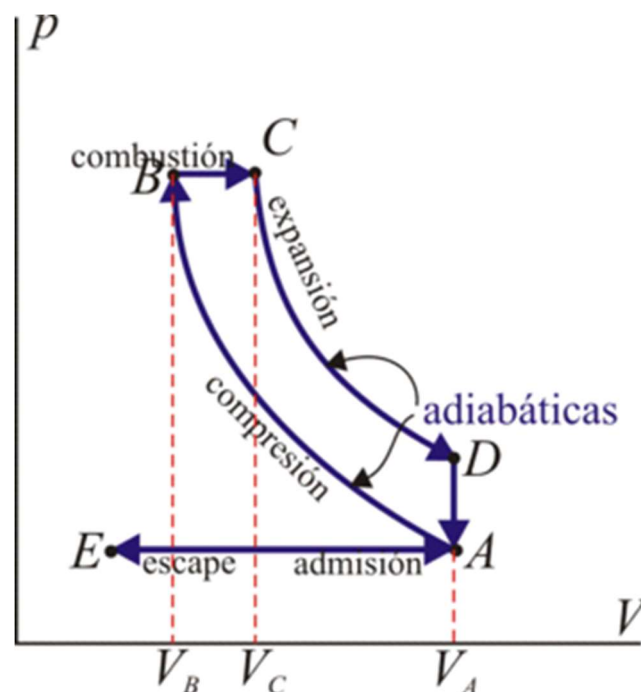


Fig. 5.3-3: Diagrama P-V del ciclo Diésel. Recuperado de laplace.us.es/wiki

El comportamiento de este ciclo se representa en seis fases diferentes, correspondientes a cuatro carreras del pistón, o lo que es lo mismo, dos subidas y dos bajadas del mismo pistón:

1. Admisión (E -> A)

El pistón inicia su descenso a su posición más baja, con las válvulas de admisión abiertas, llenándose de aire la cámara del cilindro. Se modela idealmente como una expansión a presión constante.

2. Compresión (A -> B)

El pistón inicia su ascensión después de alcanzar el PMI (Punto Muerto Inferior), comprimiendo el aire dentro del cilindro al haberse cerrado las válvulas de admisión. Al realizarse la compresión en un corto periodo de tiempo, se considera que al aire no le da tiempo de intercambiar calor con el cilindro y el ambiente que le rodea, por lo tanto, la modelamos como una compresión adiabática. Idealmente el proceso es reversible, como se representa en la curva A -> B, aunque en la realidad están presentes factores irreversibles, como la fricción que se produce durante el movimiento relativo entre los elementos presentes.

3. Combustión (B -> C)


Instantes antes de que el pistón llegue a su PMS (Punto Muerto Superior) y hasta instantes después de comenzar su descenso, el inyector de combustible introduce el combustible en la cámara interna del cilindro. La alta presión del aire en su interior permite la ignición del combustible sin necesidad de una chispa, al contrario que en el ciclo de Gasolina o ciclo Otto. Este proceso es modelizado como un aumento de la temperatura del aire a presión constante.

4. Expansión (C -> D)

La explosión de la mezcla mueve la biela, que transforma su movimiento lineal en un movimiento rotativo del cigüeñal conectado al alternador. Esta combustión también empuja el pistón en dirección opuesta, expandiendo rápidamente los gases resultantes de la explosión. Se representa como una curva adiabática reversible.

5. Escape (D -> A y A -> E)

El pistón vuelve a subir desde el PMI al mismo tiempo que se abren las válvulas de escape, permitiendo que los gases calientes de la combustión se liberen hacia el exterior para ser substituidos en el siguiente ciclo por aire nuevo. Se trata por lo tanto de un sistema abierto, pero al tratarse de la misma cantidad de aire la que sale como la que entra, a la hora de realizar el balance energético, podemos suponer que se trata del mismo aire que ha sido enfriado antes de reiniciar el ciclo. Este enfriamiento se produce en dos fases: la primera, la curva D -> A, cuando el pistón se sitúa en su PMI se produce un enfriamiento a volumen constante representado como una isocora. Y la segunda, en el momento en el que el pistón expulsa al exterior a través de la válvula de escape el aire de la combustión, mediante una isobara A -> E.

 El desglose de la modelización del rendimiento de los ciclos diésel puede encontrarse en el [Anexo, Capítulo 8.1](#).

Especificaciones técnicas de los grupos motores instalados

Hoy en día se encuentran operativos de forma asidua los grupos MAN1, MAN2, MAN3 y MAN4, de 18,4 MW de potencia cada uno. Se encuentran operativos todo el año y en cualquier franja horaria, siempre que no se produzca alguna avería, para las cuales quedan en reserva otros grupos más antiguos o se ponen en funcionamiento las turbinas de gas.

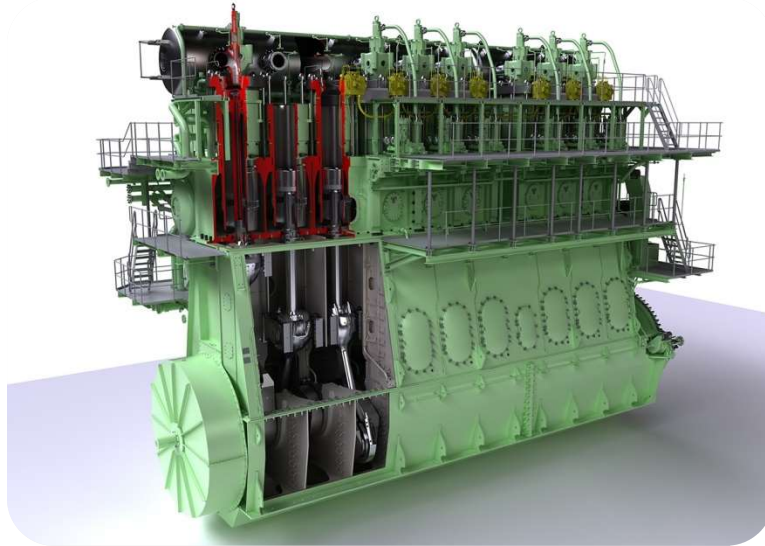


Fig. 5.3-4: Grupo motor MAN de la empresa MAN Diesel & Turbo. Recuperado de www.seatrade-maritime.com

En el [Anexo, Capítulo 8.7](#), podemos encontrar las especificaciones técnicas detalladas correspondientes a todos los grupos diésel de la central de Ibiza. Este apartado muestra las principales características de los cuatro grupos que se encuentran habitualmente en funcionamiento, correspondiente a modelos MAN V48/60. (**Tabla 5.3-1**)

Central	GESA
Nº motores	4
Fabricante	MAN
Modelo	V48/60
Año lanzamiento	1985-1995
Potencia [MW]	18,4
Velocidad [min^{-1}]	500
Combustible	dual
Tiempos	4
Nº cilindros	18

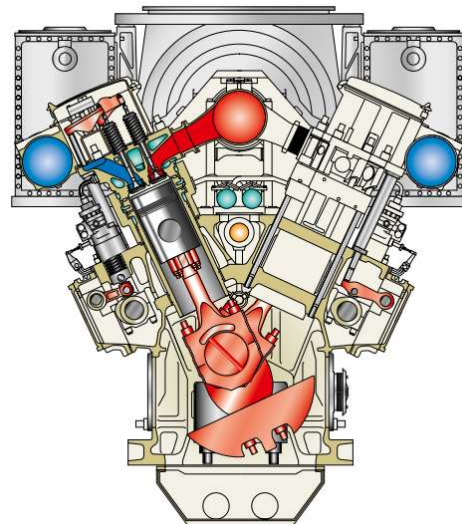


Tabla 5.3-1: Especificaciones técnicas MAN Diesel & Turbo V48/60. Fuente: powerplants.man.eu

5.3.1.2. Ciclo convencional

a) Turbina de vapor

Típicamente, los ciclos de generación simple o convencional se efectúan mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor, con la estructura que se muestra en la **Fig. 5.3-5**. Aunque este ciclo no es utilizado en ninguna de las centrales Pitiusas, se hará una breve introducción del mismo dada la enorme importancia que tendrá a la hora de presentar el ciclo combinado más adelante.

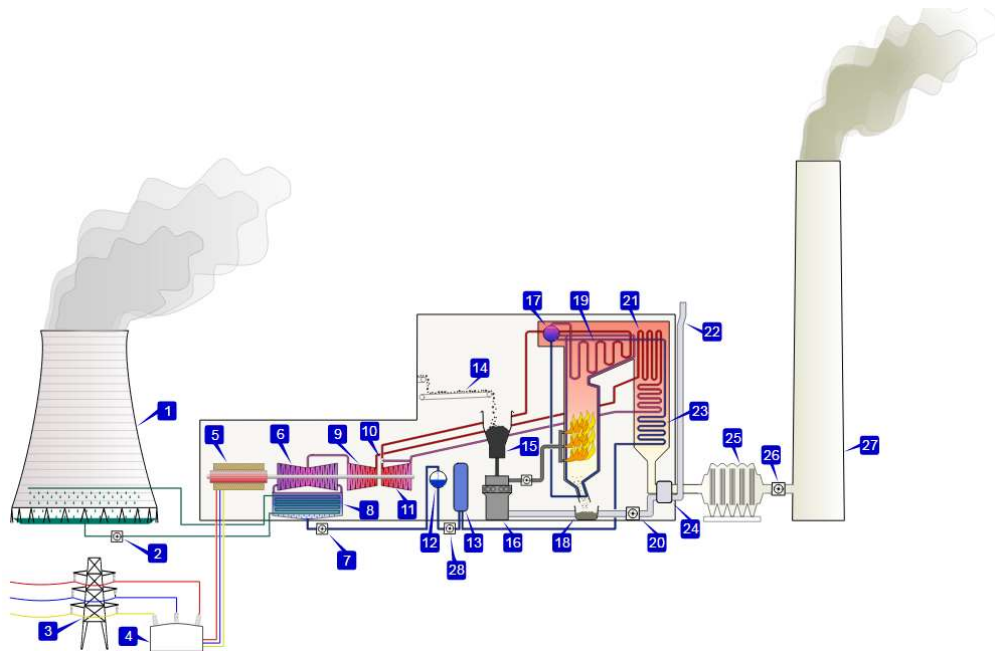


Fig. 5.3-5: Diagrama de una central térmica de carbón de ciclo convencional agua-vapor.

Recuperado de www.wikipedia.com

1. Torre de refrigeración	10. Válvula de control de gases	19. Supercalentador
2. Bomba hidráulica	11. Turbina de vapor de alta presión	20. Ventilador de tiro forzado
3. Línea de transmisión (trifásica)	12. Desgasificador	21. Recalentador
4. Transformador (trifásico)	13. Calentador	22. Toma de aire de combustión
5. Generador eléctrico (trifásico)	14. Cinta transportadora de carbón	23. Economizador
6. Turbina de vapor de baja presión	15. Tola de carbón	24. Precalentador de aire
7. Bomba de condensación	16. Pulverizador de carbón	25. Precipitador electrostático
8. Condensador de superficie	17. Tambor de vapor	26. Ventilador de tiro inducido

Las centrales de este tipo, llamadas de ciclo convencional o de ciclo simple, son instalaciones donde se usan diversos tipos de combustibles fósiles (carbón, fuel-oil o gas natural) con el objetivo de obtener energía eléctrica a partir de la energía química que contienen estos compuestos.

El poder calorífico de estos es utilizado para intercambiar energía en una caldera, que recoge y traspasa esta energía a una serie de tuberías por las que circula agua líquida. El resultado de este proceso transforma el agua en vapor a alta presión y temperatura, que es aprovechado para mover los álabes de una turbina de vapor. El movimiento del eje de giro de la turbina es

transmitido al rotor de un alternador eléctrico, el cual acaba generando la energía eléctrica que se busca.

Con el fin de mejorar la extracción de energía proveniente del vapor a la entrada de la turbina, es frecuente el uso de sucesivas turbinas calibradas para diferentes puntos de trabajo del vapor, conocidas como turbinas de alta, media y baja presión. El vapor pasa sucesivamente por cada una de estas turbinas, a la salida de cada una de las cuales es sometido a un nuevo proceso de recalentamiento con el fin de intentar renovar sus altas prestaciones de temperatura y presión.

El vapor resultante de la turbina de baja presión, con unas condiciones energéticas no aprovechables para un nuevo ciclo de recalentamiento y extracción de energía, es sometido en un condensador a condiciones de bajas presiones (cercanas al vacío) y temperaturas ($\approx 40^{\circ}\text{C}$) gracias a un nuevo intercambio de calor con otra serie de tubos que transportan agua proveniente de alguna fuente hídrica cercana (lagos, ríos, mar). El vapor del circuito se condensa en agua líquida de nuevo para así volver a iniciar su recorrido por el ciclo termodinámico.

Antes de comenzar de nuevo su recorrido desde la caldera, el agua del ciclo es sometida a un proceso de precalentamiento, al mismo tiempo que se elimina el posible oxígeno que pueda estar presente en el circuito, conocido como proceso de desgasificación.

Los componentes cruciales presentes en este método de generación son:

Caldera: Es donde se produce la transformación del agua líquida en vapor. Es gracias a la combustión del combustible fósil, gas natural o cualquier otro, el motivo por el cual el agua cambia de estado, generándose gases a muy alta temperatura. Estos gases intercambian su energía calorífica con el agua líquida que circula por una serie de serpentines dispuestos dentro de la caldera, de manera que el agua inicia su transformación a estado vapor, continuando ininterrumpidamente su viaje a través de las cañerías.

Turbinas de vapor: Las turbinas recogen este vapor a alta temperatura y presión, convirtiendo esta energía en el movimiento de un eje a través de una serie de palas accionadas por el paso de los vapores. Acostumbran a disponerse diversas turbinas en serie al paso del vapor, que operan a altas, medias y bajas presiones, aprovechando al máximo la energía remanente en el vapor de agua. El eje accionado se conecta a un generador eléctrico.

Generador: Máquina eléctrica que recoge la energía mecánica proporcionada por el movimiento del eje de la turbina, transformándola en corriente eléctrica alterna trifásica mediante inducción electromagnética.

Transformador: La electricidad proveniente del generador pasa por un transformador para elevar su tensión y de esta manera poder ser transportada más eficientemente reduciendo las pérdidas caloríficas por efecto Joule.

➤ **Ventajas del ciclo convencional:**

1. La gran ventaja de las centrales de ciclo convencional es su bajo coste por MW instalado, sobre todo en caso que la fuente de energía usada sea carbón. En caso de usar gas natural, los efectos nocivos sobre el medioambiente se reducen substancialmente a costa de incrementar levemente el coste por MW instalado.

2. Con las nuevas técnicas modernas, su eficiencia ha alcanzado cotas de entorno el 30%-40%. Este hecho, sumado a su bajo coste, las ha convertido en las opciones preferidas por los gobiernos de países en vías de desarrollo
3. Su bajo coste de implementación. El tiempo de construcción de este tipo de centrales es relativamente corto, ayudando a poder amortizar la inversión desde una fecha muy temprana desde el inicio de las obras.

➤ **Desventajas del ciclo convencional:**

1. Los usos de combustibles fósiles generan un elevado impacto medioambiental, derivado principalmente de las emisiones de efecto invernadero, partículas nocivas, dióxidos de azufre y dañinos óxidos de nitrógeno. Estas emisiones se ven drásticamente reducidas en caso de utilizar gas natural como combustible. A esto se le suma los riesgos medioambientales de la extracción y transporte de estos componentes hasta los lugares de explotación.
2. No garantizan un suministro infinito al utilizar energías no renovables. Su uso queda muy limitado a la duración de las reservas y su rentabilidad económica, muy variable según el contexto macroeconómico mundial en que se encuentre.
3. El calor residual extraído por el circuito de refrigeración externo puede llevar a afectar muy negativamente el micrositio donde el agua sea abocada, ya sea en un medio fluvial o directamente al mar.

Modelizado del ciclo de Rankine

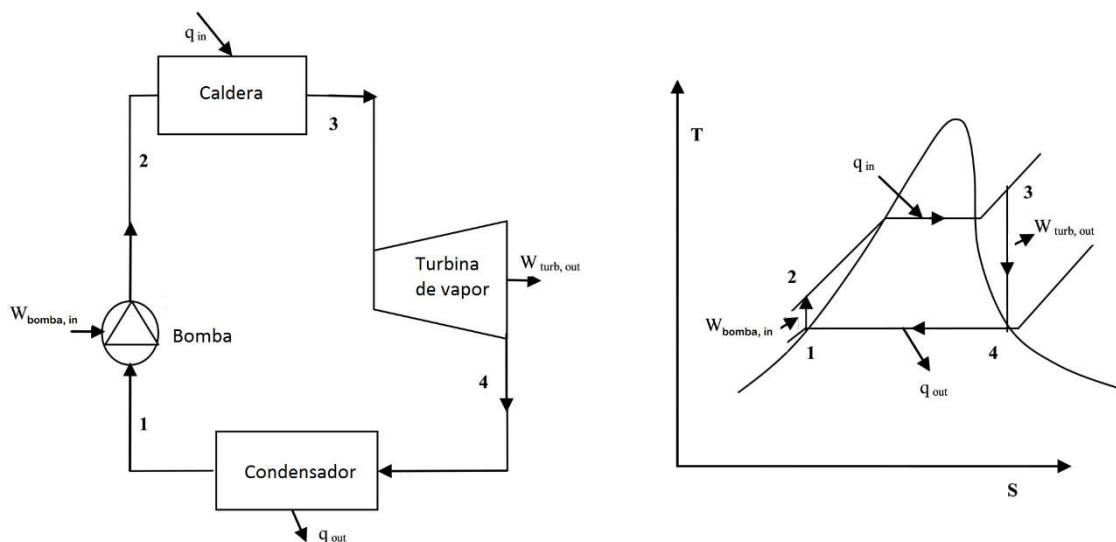


Fig. 5.3-6: Representación y diagrama T-S del ciclo de Rankine. Recuperado de file.scirp.org

1. Bomba (1->2)

El fluido de trabajo en el punto 1, agua líquida saturada, sufre una compresión isentrópica mediante el trabajo aportado por una bomba de agua, hasta la presión de trabajo de la caldera.

2. Caldera (2->3)

Se transfiere calor al circuito de agua a presión constante dentro de una caldera. Inicialmente el agua líquida se calienta hasta la temperatura de saturación, posteriormente comienza su transformación a fase vapor, hasta que se completa el proceso y sigue ganando energía hasta convertirse en vapor recalentado

3. Turbina de vapor (3->4)

El vapor recalentado a alta presión proveniente de la caldera es utilizado para hacer girar los alabes de una turbina de vapor y así generar la potencia del ciclo, que se transmite hacia el eje de la turbina. La potencia neta ideal ofrecida será la diferencia entre la potencia aportada por la turbina de vapor y la potencia consumida por la bomba. Se modeliza como una expansión isentrópica desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador. El resultado de este proceso es un fluido en fase líquida-vapor.

4. Condensador (4->1)

Al fluido resultante proveniente de la turbina de vapor, se le somete a una extracción de calor mediante un circuito de refrigeración dentro de un condensador, con el objetivo de devolverlo a su estado de líquido saturado inicial y así volver a repetir el ciclo termodinámico.

A nivel comercial, los ciclos de Rankine aumentan su complejidad con una serie de mecanismos con el fin de optimizar la extracción de energía del vapor y aumentar las prestaciones del ciclo, así como su eficiencia. Algunas de estas configuraciones adicionales, extraídas de una de las publicaciones recogida en el portal *Scientific Research Publishing* (www.scirp.org), son:

- **Reducción de la presión del condensador:** Persigue otorgar mayor potencial de extracción de energía a la turbina de vapor mediante el aumento del calor absorbido. Es sumamente importante controlar la fase del fluido a la entrada de la misma, ya que la presencia de fase líquida podría provocar la corrosión y la erosión de los alabes
- **Sobrecalentar la temperatura de entrada de la turbina:** Favorece la disminución de humedad, pero queda limitado por las propiedades térmicas del material contenedor del vapor recalentado hasta la entrada de la turbina.
- **Aumentar la presión de la caldera:** Elevando la presión, provocamos que el fluido a la salida sea expulsado a mayor temperatura, favoreciendo el rendimiento de la turbina. Al igual que en el primer caso, es crítico controlar la fase del fluido para que no esté presente la fase líquida
- **Aplicar recalentamientos en el ciclo de Rankine:** se tratan de recalentamientos intermedios del vapor, escalonando su expansión. De esta manera, conseguimos reducir el contenido de humedad del vapor en las etapas finales del proceso de expansión. Se pueden aplicar una o varias etapas de recalentamiento, habitualmente tres, dando lugar a tres expansiones escalonadas del vapor en turbinas de alta, media y baja presión.
- **Realizar extracciones de vapor en la turbina:** Dirigiéndolos a la caldera, conseguimos calentar el agua de alimentación que entra, aumentando su entalpía. No se suelen superar las 7 extracciones, debido a la complicación técnica que generan frente al poco aporte, en términos de eficiencia, que implican.

- El desglose de la modelización del rendimiento de los ciclos de Rankine puede encontrarse en el [Anexo, Capítulo 8.2](#).

b) Turbina de gas

El otro medio de generación eléctrica empleado son las turbinas de gas bajo régimen de ciclo convencional. La electricidad se produce a partir de la combustión de combustibles fósiles, en este caso gas natural como fuente por defecto y gas-oil como reserva. Es bajo este régimen especial de ciclo convencional bajo el que opera la central térmica de Ibiza como complemento de los grupos generadores diésel, así como la subestación de Formentera.

En este caso, la turbina de vapor y el ciclo termodinámico de agua-vapor se ven substituidos por una turbina de gas. Se mantiene el esquema de funcionamiento con sus componentes similares a los descritos anteriormente en el de la turbina de vapor, exceptuando a la caldera y a la bomba, que se ven substituidos por una cámara de combustión y un compresor respectivamente. También se ve eliminado todo el ciclo termodinámico del vapor de agua ya que el fluido de trabajo es aire atmosférico. En las **Figs. 5.3-7 y 5.3-8** se ilustran ambos métodos de generación y sus principales diferencias:

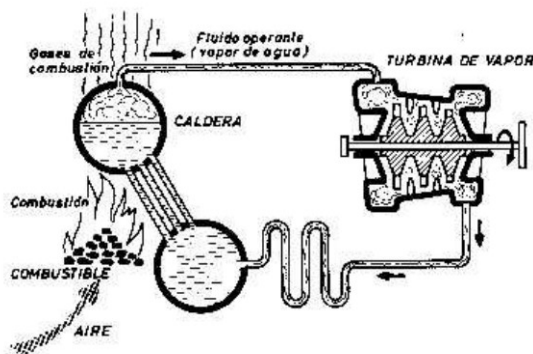


Fig. 5.3-7: Esquema de funcionamiento de ciclo convencional mediante turbina de vapor.

Recuperado de opex-energy.com

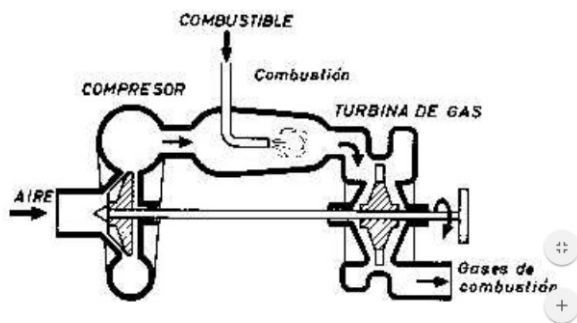


Fig. 5.3-8: Esquema de funcionamiento de ciclo convencional mediante turbina de gas.

Recuperado de opex-energy.com

En esta nueva configuración, la turbina se ve accionada por los gases resultantes provenientes de la combustión de la fuente de energía utilizada en vez del vapor generado dentro de la caldera, en este caso, gas natural o gas-oil. Las ventajas de utilizar este ciclo en la central térmica de Ibiza respecto al típico de agua-vapor son:

- Mecánicamente más sencilla
- Menor emisión de contaminantes
- No requiere de motor eléctrico o de combustión interna para su arranque
- Apenas requiere de agua de refrigeración
- Menor tiempo de arranque (≤ 50 segundos)
- Menor tiempo de puesta en marcha tras el arranque (15-20 segundos)

Las turbinas presentes en la central corresponden a modelos *Pratt & Whitney* (**Fig. 5.3-9**), y desde su compra ya venían preparadas para poder operar tanto con gas-oil como con gas natural en caso de querer cambiar su configuración en algún momento.



Fig. 5.3-9: Turbinas de gas Pratt & Whitney.
Recuperado de www.directindustry.es



Fig. 5.3-10: Turbinas de gas en configuración de empuje.
Recuperado de www.directindustry.es

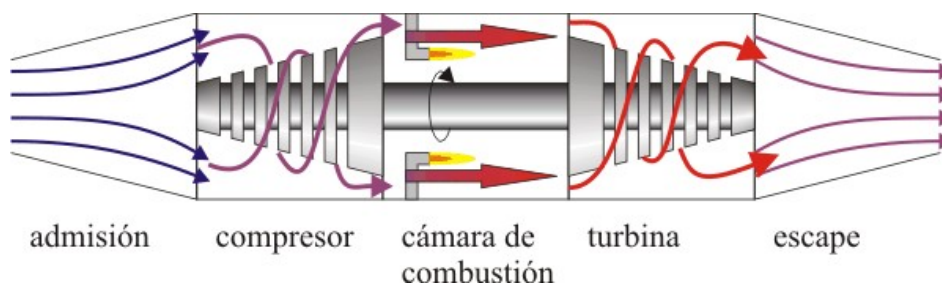


Fig. 5.3-11: Representación gráfica de una turbina de gas.
Recuperado de laplace.us.es.

Modelizado del ciclo Brayton

El ciclo termodinámico presente en esta configuración es el ciclo Brayton (**Fig. 5.3-12**), el cual modela el comportamiento de las turbinas de gas de forma ideal.

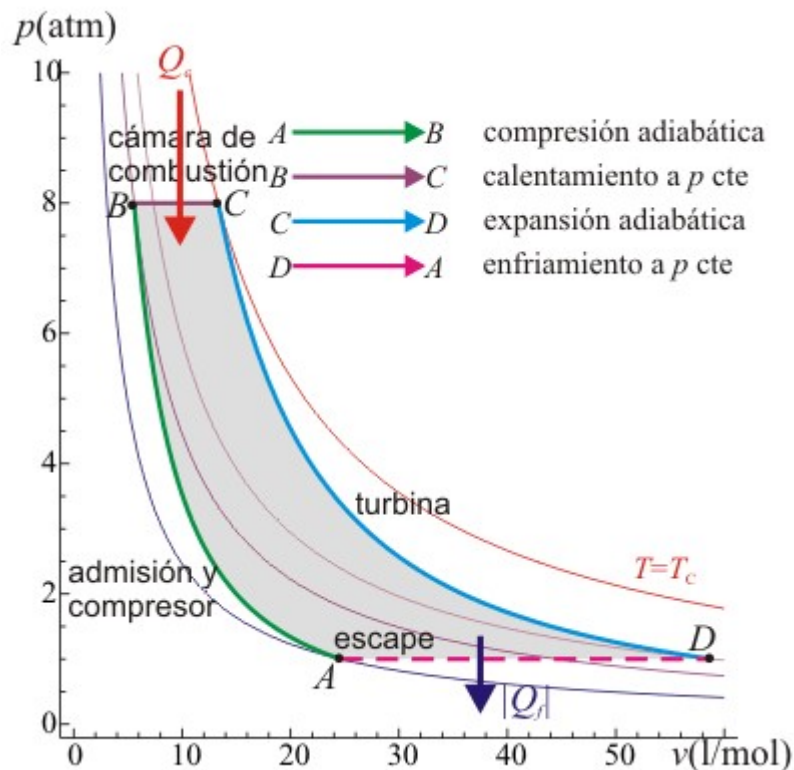


Fig. 5.3-12: Diagrama P-V del ciclo Brayton. Recuperado de laplace.us.es

Las etapas del proceso son:

1. Admisión y compresión (A->B)

El aire frío exterior y a presión atmosférica entra por la boca de la turbina. El aire es comprimido y dirigido hacia la cámara de combustión mediante un compresor formado por una serie consecutiva de palas o alabes. El movimiento rotativo del compresor es accionado por la misma turbina, con el cual comparte el eje de giro. Al tratarse de una fase muy rápida, idealmente se representa con una compresión adiabática A->B.

2. Cámara de combustión (B->C)

En la cámara de combustión, el aire se calienta por medio de la combustión del combustible gas-oil o gas natural. Al estar abierta al exterior, el aire puede expandirse libremente, por lo cual este calentamiento es modelado como un proceso isobárico B->C.

3. Turbina de gas (C->D)

Una turbina no es más que otra serie de álabes accionados por la circulación transversal de los gases calientes generados en la cámara de combustión. Durante este accionamiento, el aire se expande y se enfría rápidamente, lo que se representa como una expansión adiabática C->D.

4. Escape (D→A)

Finalmente, el aire enfriado resultado de su paso por la turbina (aunque a una temperatura mayor que al inicio del proceso) es expulsado de nuevo al exterior. Al igual que lo que sucede en el ciclo Diésel, en la práctica, se trata de un ciclo abierto (**Fig. 5.3-13**), ya que el aire no se recicla, al contrario de lo que sucedía en la turbina de vapor y su ciclo de Rankine. Sin embargo, dado que la cantidad de aire que entra en el ciclo y que se expulsa es la misma y a idéntica presión, podemos aproximarlo a una recirculación cerrada (**Fig. 5.3-14**). De esta manera, el aire procedente de la turbina cede calor al ambiente exterior y vuelve a entrar en el ciclo. Se representa por lo tanto como un enfriamiento a presión constante D→A.

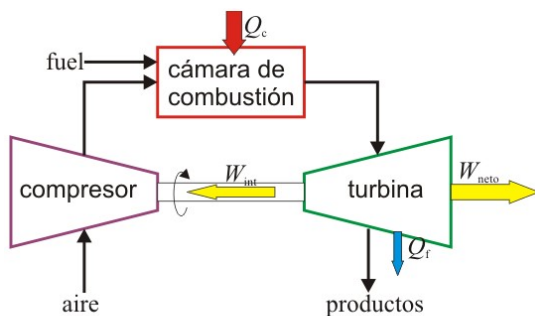


Fig. 5.3-13: Ciclo abierto de la turbina de gas.
Recuperado de laplace.us.es

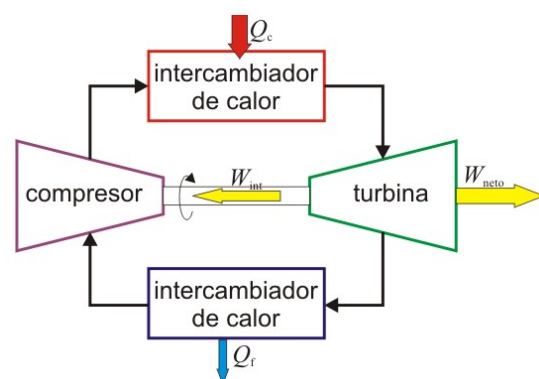


Fig. 5.3-14: Ciclo cerrado de la turbina de gas.
Recuperado de laplace.us.es

Aunque no es el caso, ya que en la central de Ibiza no se produce esta recirculación, existen instalaciones en las que efectivamente los productos a la salida de la turbina son reaprovechados y recondicionados a la entrada del compresor. En estos casos, la aproximación del modelo de Brayton ideal es más exacta que para los de ciclo abierto.

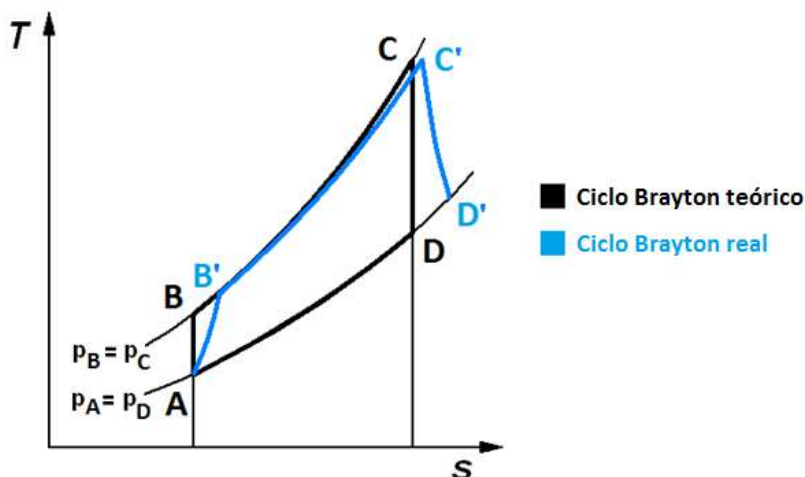


Fig. 5.3-15: Diagrama T-S del ciclo Brayton. Recuperado de wikipedia.org



El desglose de la modelización del rendimiento del ciclo de Brayton puede encontrarse en el [Anexo, Capítulo 8.3](#).

Especificaciones técnicas de las turbinas de gas instaladas

Hoy en día se encuentran actualizadas y listas para su funcionamiento las turbinas TG5, TG6A, TG6B, TG7A y TG7B. Al contrario de los grupos diésel, no se encuentran en funcionamiento de forma continua todo el año, ni a lo largo de todo el día. Las turbinas de gas suelen ponerse en marcha sucesivamente a partir del momento en que los grupos diésel ya se encuentran a pleno rendimiento. Este valor se encuentra alrededor de 100-110 MWh. Lo normal en invierno es que solo llegue a entrar en funcionamiento una turbina de gas en la franja horaria de máximo consumo eléctrico, que suele situarse entre las 19:00 – 23:00. En verano, sin embargo, como mínimo alguna de las turbinas siempre se encuentra en uso entre las 8:00 de la mañana y las 2:00 de la madrugada.

En el [Anexo, Capítulo 8.8](#), podemos encontrar las especificaciones técnicas detalladas de las turbinas de gas de la central de Ibiza. En la **Tabla 5.3-2** se detallan sus principales características.

Central	GESA
Nº	5
Fabricante	Pratt & Whitney
Modelo	FT8-3
Año lanzamiento	1991-2015
Potencia [MW]	25
Velocidad [min^{-1}]	3000
Combustible	dual
Frecuencia [Hz]	50
Tensión [kV]	11,5

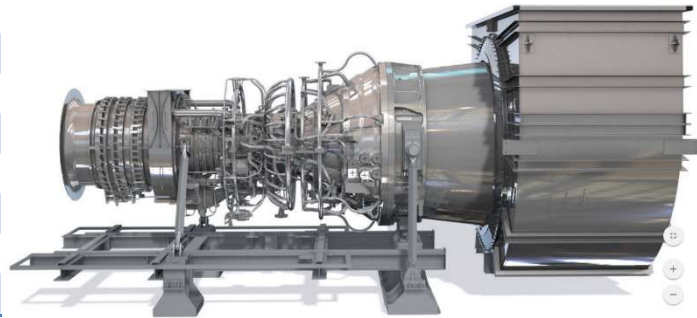


Tabla 5.3-2: Especificaciones técnicas Pratt & Whitney FT8-3. Fuente: www.pwps.com

5.3.1.3. Paneles fotovoltaicos

Se trata de un recurso de generación eléctrica meramente simbólico desde el punto de vista de aportación eléctrica anual. Totalmente residual en el caso de Ibiza y con una fuerte caída porcentual en su relevancia en Formentera durante los últimos años. (**Fig. 5.3-16**)

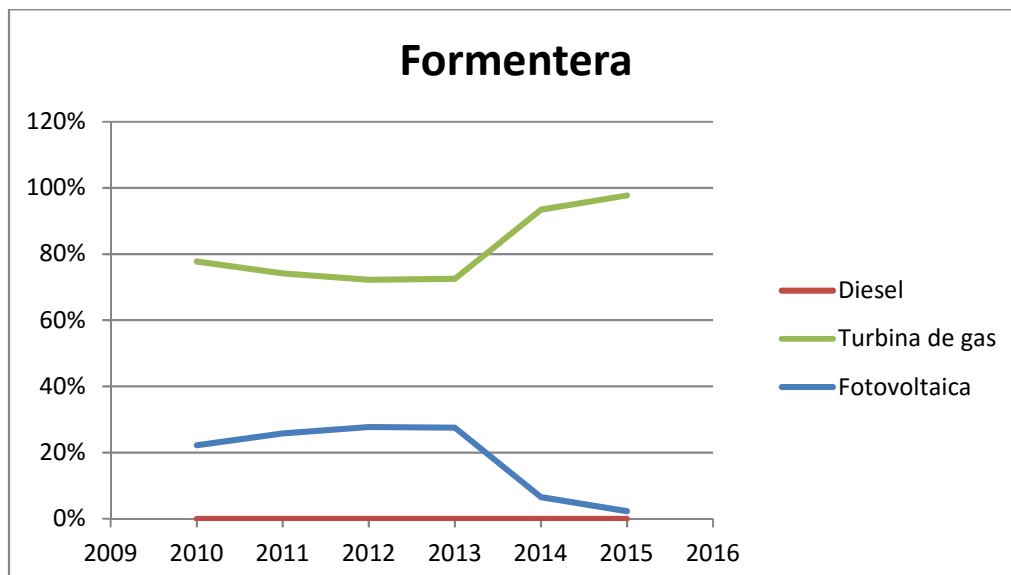
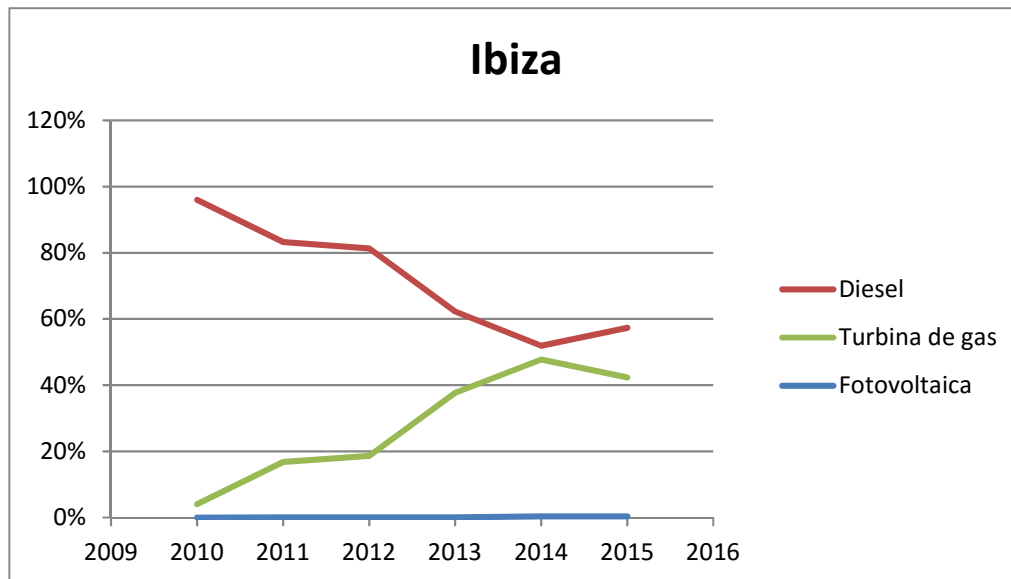


Fig. 5.3-16: Evolución del porcentaje de generación eléctrica de fuentes solares. Fuente: ibestat.caib.es

El parque solar más importante se encuentra en la isla de Formentera, en las proximidades de *Cala Saona*, en la finca de *Can Mestre* (**Fig. 5.3-17**).



Fig. 5.3-17: Parque solar de Cala Saona. Recuperado de www.diariodeibiza.es

Los datos que se han encontrado sobre la central corresponden al ejercicio de 2009. Según la fuente del periódico *Diario de Ibiza*, la obra se llevó a cabo durante el año 2006 por la empresa asturiana TSK, suponiendo una inversión de 12,5 millones de euros. La central tiene una extensión de 50.000 m², de los cuales 30.000 m² están ocupados por las placas solares.

Es interesante resaltar los datos que se detallan a continuación, los cuales permiten tener una actitud favorable de cara a la expansión de este tipo de generación de electricidad en las islas en los próximos años, tan castigadas hoy en día por las políticas energéticas del gobierno: En el ejercicio correspondiente al año 2009, la planta eléctrica llega a producir el 7% de la energía consumida por la población de la isla, estimada en unos 40.000 MWh, que representa un consumo anual de 2800 MWh. Todo esto acaba traduciéndose en una facturación anual de la empresa de 1 millón de euros. Se estima una vida útil de las instalaciones de unos 25 años. La evaluación del impacto ambiental de las instalaciones es muy positiva, ya que permite la reducción de 1700 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmosfera de las 100.000 toneladas que se emiten en total durante el transcurso del año.

5.3.2. Predicción de demanda y generación eléctrica

En este apartado se va a tratar de confeccionar un estudio exhaustivo de los parámetros relativos al consumo energético en el archipiélago Pitiuso. El objetivo es poder estudiar la posible evolución de demanda energética del archipiélago, y así poder construir una propuesta de mejora teniendo en cuenta todos estos parámetros a partir el régimen actual de operación eléctrica.

En las **Figs. 5.3-18 y 5.3-19** se ilustran curvas de demanda eléctrica de dos días del año, que podemos considerar como representativas del archipiélago Pitiuso en los periodos de verano e invierno respectivamente. Se puede considerar que, en invierno, la generación diaria oscila, y por lo tanto debe garantizarse, entre los rangos de 65-115 MWh. En verano estos valores oscilan entre 100-200 MWh.

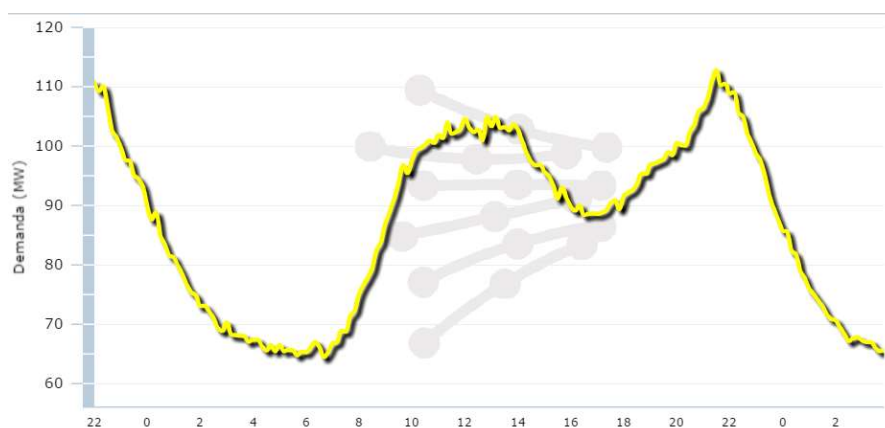


Fig. 5.3-18: Curva representativa de demanda diaria de energía eléctrica en invierno. Fuente: www.ree.es

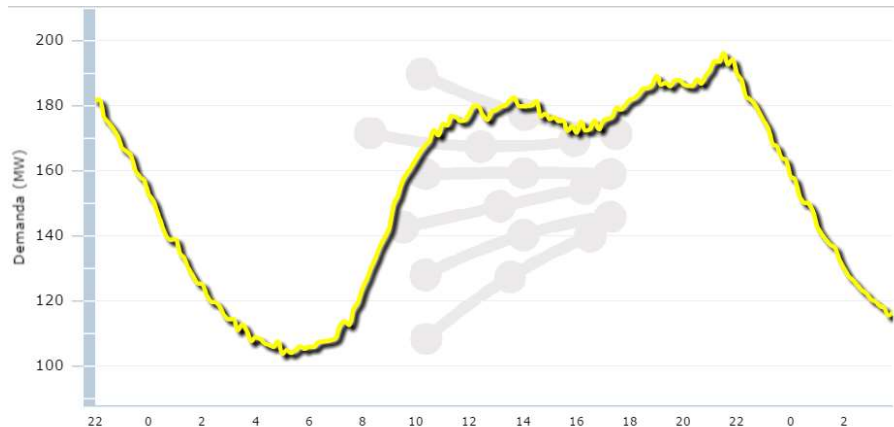


Fig. 5.3-19: Curva representativa de demanda diaria de energía eléctrica en verano. Fuente: www.ree.es

Como se puede apreciar, los valores nominales de demanda para las mismas franjas horarias, en sendos casos, resultan ser muy diferentes. Queda plasmada de esta manera la variabilidad de la demanda eléctrica entre periodos interanuales que se ha venido comentado hasta el momento.

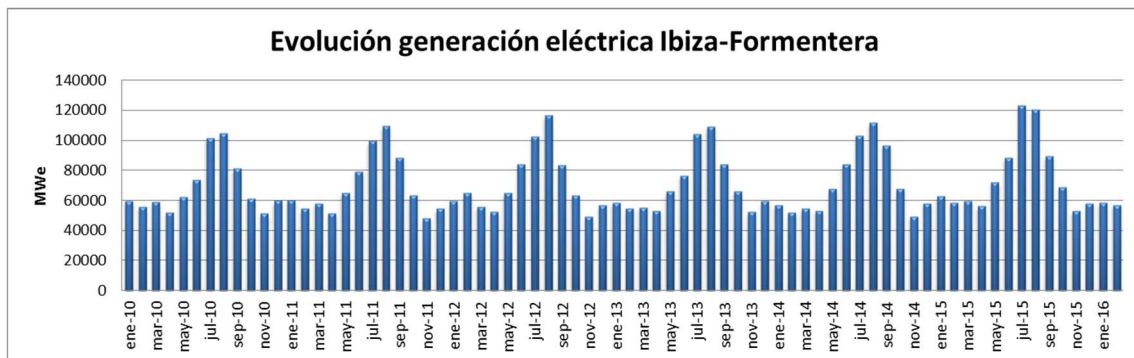


Fig. 5.3-20: Evolución de la generación eléctrica en el conjunto Ibiza-Formentera. Periodo 2010-2015. Fuente: REE

En la **Fig. 5.3-20** se muestra nítidamente la evolución de los MWe producidos en la Central térmica de Ibiza desde el año 2010 hasta la actualidad. Se vuelve a apreciar la particularidad que distingue al sistema balear, donde la generación eléctrica en las fechas de verano llega a duplicar a la de las fechas de invierno, lo que nos demuestra claramente la necesidad de un proceso de generación que permita una elevada flexibilidad interanual. En concreto, en el sistema Pitiuso, estas variaciones se traducen en los porcentajes recogidos en la **Fig. 5.3-21**.

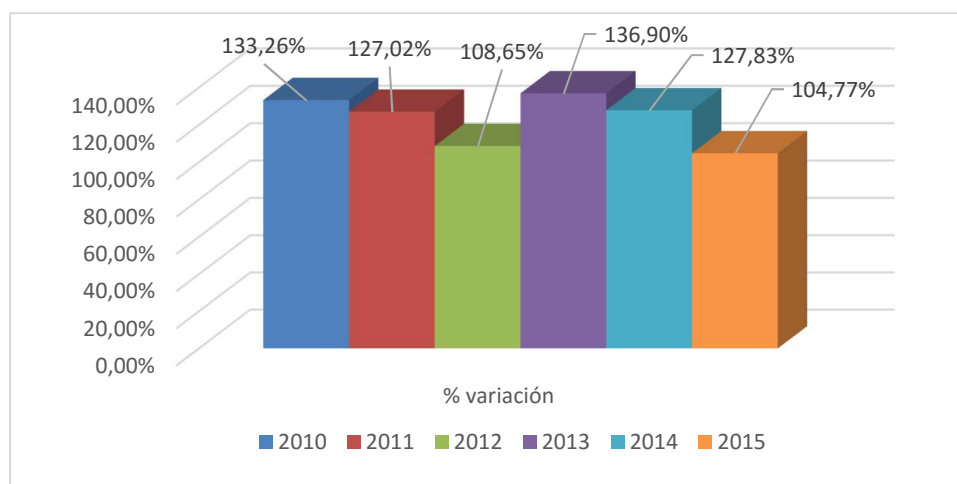


Fig. 5.3-21: Porcentaje de variación interanual de la producción eléctrica.

Fuente: propia

En la **Tabla 5.3-1** se detalla el porcentaje anual que aporta cada método de generación al cómputo global.

%	TOTAL	Carbón	C. combinado	Diésel	Turb. gas	Res. Sólidos	Eólica	Cogen.	Fotovolta.
2015									
Ibiza	100,00%	0,00%	0,00%	57,32%	42,30%	0,00%	0,00%	0,00%	0,38%
Formentera	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	97,71%	0,00%	0,00%	0,00%	2,29%
2014									
Ibiza	100,00%	0,00%	0,00%	51,89%	47,75%	0,00%	0,00%	0,00%	0,35%
Formentera	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	93,42%	0,00%	0,00%	0,00%	6,58%
2013									
Ibiza	100,00%	0,00%	0,00%	62,22%	37,73%	0,00%	0,00%	0,00%	0,05%
Formentera	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	72,50%	0,00%	0,00%	0,00%	27,50%
2012									
Ibiza	100,00%	0,00%	0,00%	81,34%	18,62%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%
Formentera	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	72,26%	0,00%	0,00%	0,00%	27,74%
2011									
Ibiza	100,00%	0,00%	0,00%	83,22%	16,75%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%
Formentera	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	74,18%	0,00%	0,00%	0,00%	25,82%
2010									
Ibiza	100,00%	0,00%	0,00%	95,99%	4,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
Formentera	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	77,77%	0,00%	0,00%	0,00%	22,23%

Tabla 5.3-3: Porcentajes de generación eléctrica en el conjunto Ibiza-Formentera. Fuente: ibestat.caib.es

Los valores nominales de generación eléctrica correspondientes a los porcentajes presentados en la **Tabla 5.3-3** se detallan en la **Tabla 5.3-4**.

MWe generados			
Año	Ibiza	Formentera	Total
2015	894369,9	15036,7	909406,6
2014	840053,9	12268,2	852322,1
2013	823775,8	13547,8	837323,6
2012	838664,8	13179,3	851844,1
2011	817362,6	13087,2	830449,8
2010	806243,3	14834,5	821077,8

Tabla 5.3-4: Producción eléctrica en el conjunto de Ibiza-Formentera. Fuente: ibestat.caib.es

Llegados a este punto, es necesario determinar cuál va a ser la previsión de demanda eléctrica en los próximos años. Podemos considerar dos escenarios diferentes:

Por un lado, confiar en las previsiones de la evolución energética del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, recogidas en la *Planificación energética indicativa 2012-2020*. Este documento determina que, en el mejor de los casos, la tendencia de consumo será decreciente. En este caso, los valores máximos registrados hasta el momento en Ibiza y Formentera, en términos de generación eléctrica, serían un buen punto de partida desde el cual confeccionar las nuevas propuestas de implementación energética. En el peor de los casos, desde un punto de vista de costes, podemos considerar un modelo de previsión de demanda constante para los próximos ejercicios.

Por otro lado, podemos crearnos un modelo variable de evolución de la demanda restringido a las características de previsión demográfica del archipiélago Pitiuso, muy diferentes a la media del conjunto español. Se estima que la población de Baleares crecerá, al contrario que la media del conjunto español. Resultaría más exacto hacer uso de estos datos para crearnos un modelo de evolución variable ajustado al marco insular.

5.3.2.1. Evolución constante de la demanda

Si nos guiamos por las previsiones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las cuales muestran claramente un escenario donde la cantidad de MWe instalados actualmente es superior a la prevista en los próximos años, la generación actual resulta por lo tanto más que suficiente para satisfacer la demanda eléctrica a medio-largo plazo. Nos situamos en el peor de los escenarios posibles, si queremos realizar un estudio de viabilidad económico, y se considerará una evolución de la demanda energética constante.

Con los datos expuestos en el capítulo anterior, y atendiendo a una previsión de evolución de demanda constante en el tiempo, se puede comenzar a vislumbrar una idea general del dimensionamiento que necesitarán las nuevas propuestas que se detallen en este trabajo. Lo que nos interesa por lo tanto si seguimos esta línea de trabajo, es mantener el volumen de generación eléctrica actual, pero pensando en mejorar la eficiencia energética, la viabilidad económica y el impacto ambiental de las propuestas.

Se pueden coger de referencia los datos recopilados durante el último ejercicio registrado, correspondiente al año 2015, que coinciden con los registros históricos más elevados de generación eléctrica.

El registro de generación del pasado verano contiene el pico máximo de producción eléctrica registrado el día 7 de agosto de 2015 (**Fig. 5.3-22**), estableciendo así un umbral crítico a tener en cuenta en adelante. Es interesante recoger todos los datos posibles relacionados con este ejercicio, con el fin de tener una base sólida en la cual cimentar las propuestas presentadas posteriormente.

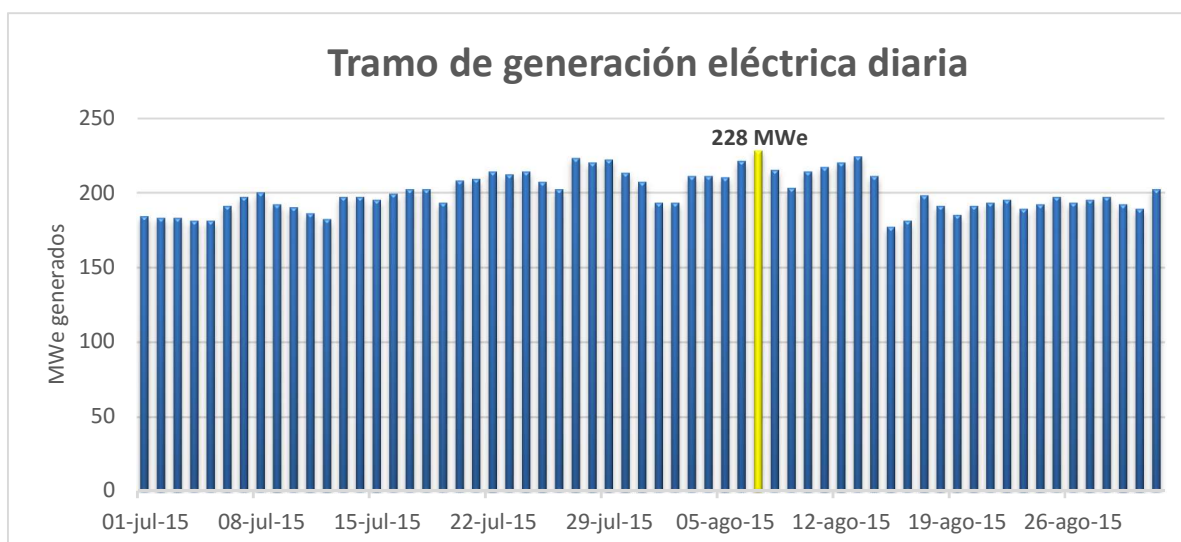


Fig. 5.3-22: Máximo histórico de generación eléctrica. Verano de 2015. Fuente: REE

5.3.2.2. Evolución variable de la demanda

Los datos que son necesarios a continuación son las previsiones de demanda eléctrica para las siguientes décadas, o al menos hasta el final de la vida útil de los componentes que vayan a ser instalados en la central.

Como podemos prever, la demanda energética de cada región va íntimamente relacionada con la población existente. Actualmente las empresas que gestionan los ciclos combinados instalados en España garantizan ciclos de vida útil de sus infraestructuras de unos 25 años, aunque se espera un consenso entre las eléctricas y el gobierno de aumentar este periodo a 40 años. Nos quedaremos para la confección de este estudio con el valor oficial actual de 25 años.

Como se comentará más adelante, uno de los objetivos de este trabajo será el aprovechamiento de las actuales turbinas de gas operativas para la instalación de los grupos combinados. Como se ha detallado anteriormente, las turbinas de gas existentes y adaptadas a funcionamiento dual (gas natural – gas-oil) fueron instaladas en los siguientes ejercicios:

Turbina	Año
TG5	2008
TG6A	2009
TG6B	2010
TG7A	2012
TG7B	2013

Tabla 5.3-5: Años de puesta en marcha de las turbinas de gas actuales. Fuente: BOIB Num.85 07-06-2011

De media y para simplificar los cálculos, consideraremos que, en promedio, las turbinas de gas fueron puestas en marcha el año 2010. Según Endesa, las turbinas de gas con las que opera tienen una vida útil de unos 8000 arranques. Considerando que no se producen un número significativo de paradas debido a incidencias, podemos aproximar que, a 1 arranque diario, durante 365 años al día, la vida útil de una turbina de gas acaba traduciéndose en nuestro caso

a unos 21,92 años. Es decir, si queremos reutilizar estas turbinas en funcionamiento desde el 2010, el final de su vida útil se producirá en el 2032.

La previsión de la demanda de energía eléctrica es esencial para conseguir el equilibrio dinámico entre demanda y generación, por eso es muy importante conocer previamente y con la mayor precisión posible, cuál va a ser el consumo de energía eléctrica en un instante dado.

Para el corto plazo, la Red Eléctrica Española (REE) ha desarrollado una aplicación para la previsión de la demanda cuyos resultados presentan una elevada precisión. A partir de esta aplicación, el Departamento de Programación, para previsiones superiores a la semana, y el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), con previsiones diarias y horarias, actualizan las previsiones de demanda.

A partir de ajustar las previsiones al consumo real, el CECOEL programa las potencias de cada grupo generador de acuerdo con las ofertas que recibe de ellos de forma continua, para que, junto con los intercambios internacionales de energía, se logre el equilibrio de demanda real, compensando además posibles fallos de los generadores.

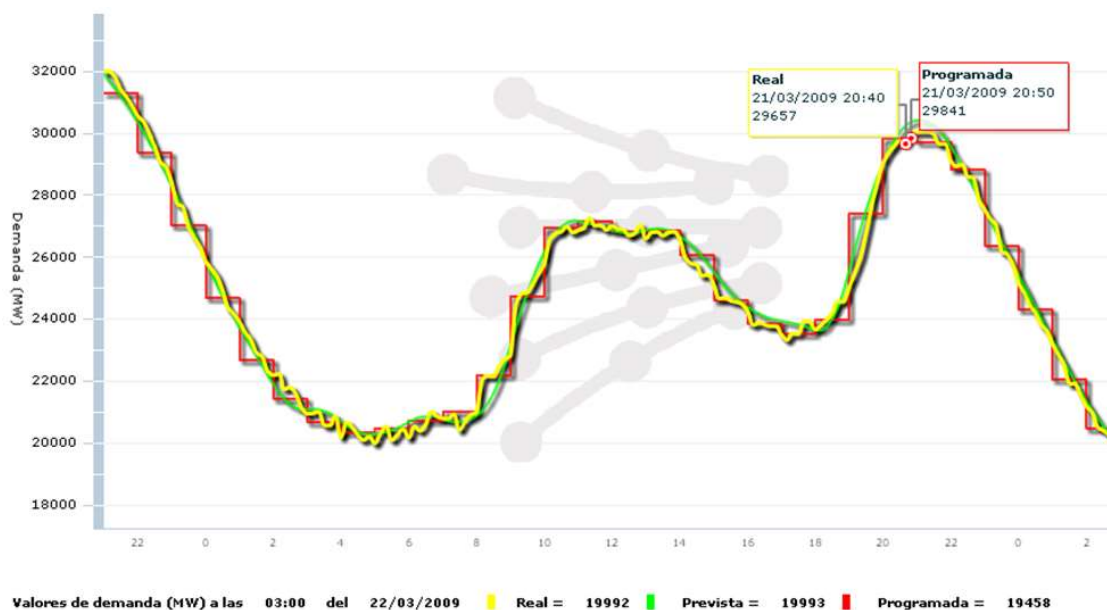


Fig. 5.3-23: Curva representativa de demanda diaria de energía eléctrica. Fuente: www.ree.es

Sin embargo, este aplicativo no puede usarse por dos motivos: en primer lugar, la curva de previsión roja (**Fig. 5.3-23**) ha quedado desactivada del aplicativo desde el mes de marzo, momento en el que entró en servicio la conexión eléctrica con Palma de Mallorca. El segundo motivo es que la curva solo se encontraba disponible de cara al usuario para prever la demanda como máximo a un día vista, es decir, a corto plazo. Por lo tanto, se ha de descartar este método para hacernos una idea de la evolución de demanda eléctrica para los próximos 15 años.

Hay, no obstante, una serie de herramientas que permiten aproximar la demanda eléctrica futura a largo plazo. Entre ellos podemos destacar modelos con mayor o menor margen de error

como, por ejemplo: el modelo de *Naive (ingenuo)*, el método autorregresivo integrado de media móvil (ARIMA), o el modelo de regresión parcialmente lineal (PLRM). Para todo ellos hay paquetes específicos de *software* para evaluar las predicciones.

Como no es objeto de estudio en este proyecto el cálculo de predicciones demográficas, y como tan solo necesitamos un valor de referencia para conocer la evolución de la demanda eléctrica durante el próximo sesquidecenio, se realizará una hipótesis de correlación entre las variables de población y demanda eléctrica. Una vez demostrada, se utilizarán las previsiones demográficas realizadas por el Instituto Nacional de Estadística (INE) para extrapolar los valores previsto de demanda eléctrica aplicando el coeficiente de correlación hallado previamente.

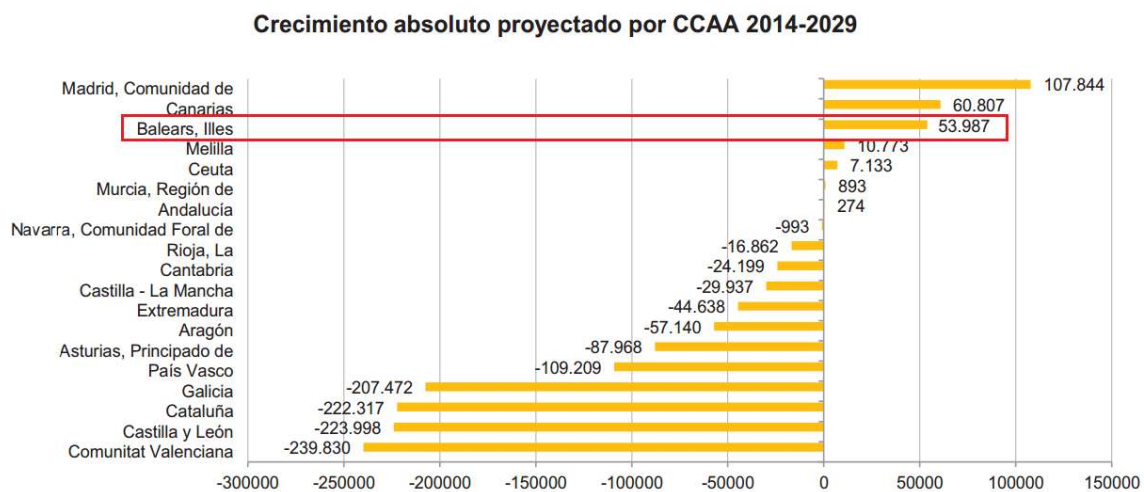


Fig. 5.3-24: Previsión de crecimiento del periodo 2014-2029. Fuente: INE

De la **Fig. 5.3-24** podemos calcular rápidamente que el valor promedio anual de crecimiento en términos absolutos será de 3600 habitantes, desde los 151816 habitantes de 2014, hasta los 205803 habitantes previstos para el 2029.

El desarrollo del procedimiento del cálculo del coeficiente de correlación entre la población y la demanda energética extraída de la última década se desglosa en el [Anexo, Capítulo 8.5](#).

El valor que nos interesa de este capítulo es la correlación entre ambos parámetros. El valor calculado es de $r = 0,963$, por lo que existe realmente una correlación lineal positiva muy fuerte entre ambos parámetros. Representando los valores en Excel podemos averiguar la ecuación que modela la linealidad entre ellos (**Fig. 5.3-25**)

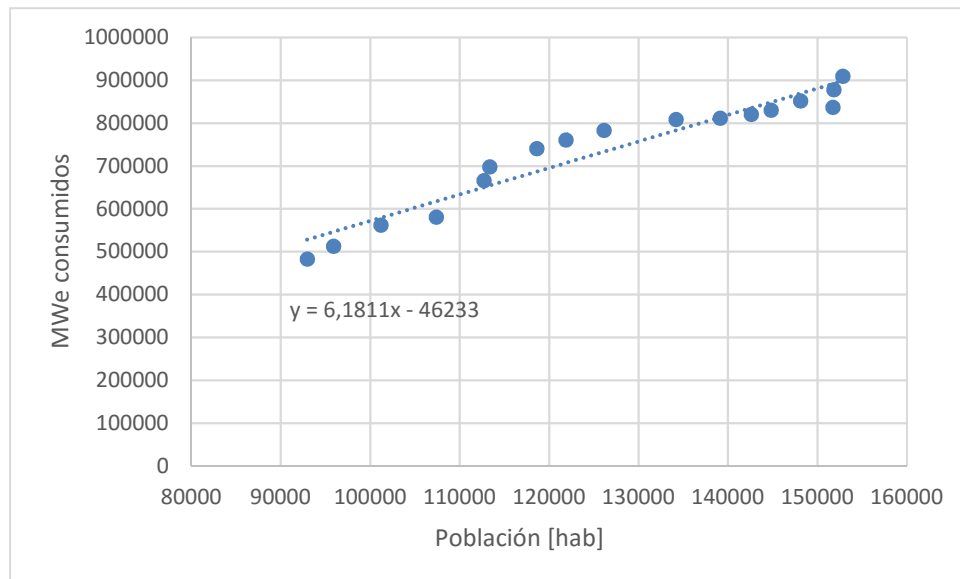


Fig. 5.3-25: Correlación población-consumo eléctrico. Fuente: propia

Por último, se realiza la predicción de consumo eléctrico para los próximos años en función de los MWe consumidos previstos (**Fig. 5.3-26**), y la previsión de su evolución temporal (**Fig.5.3-27**)

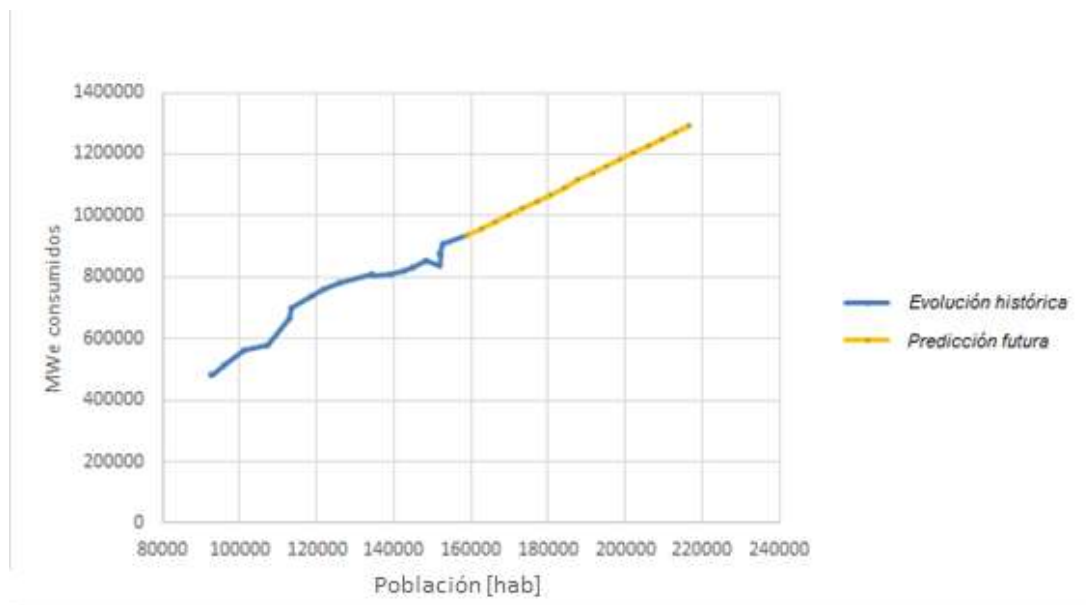


Fig. 5.3-26: Evolución del consumo eléctrico en función de la población. Fuente: propia

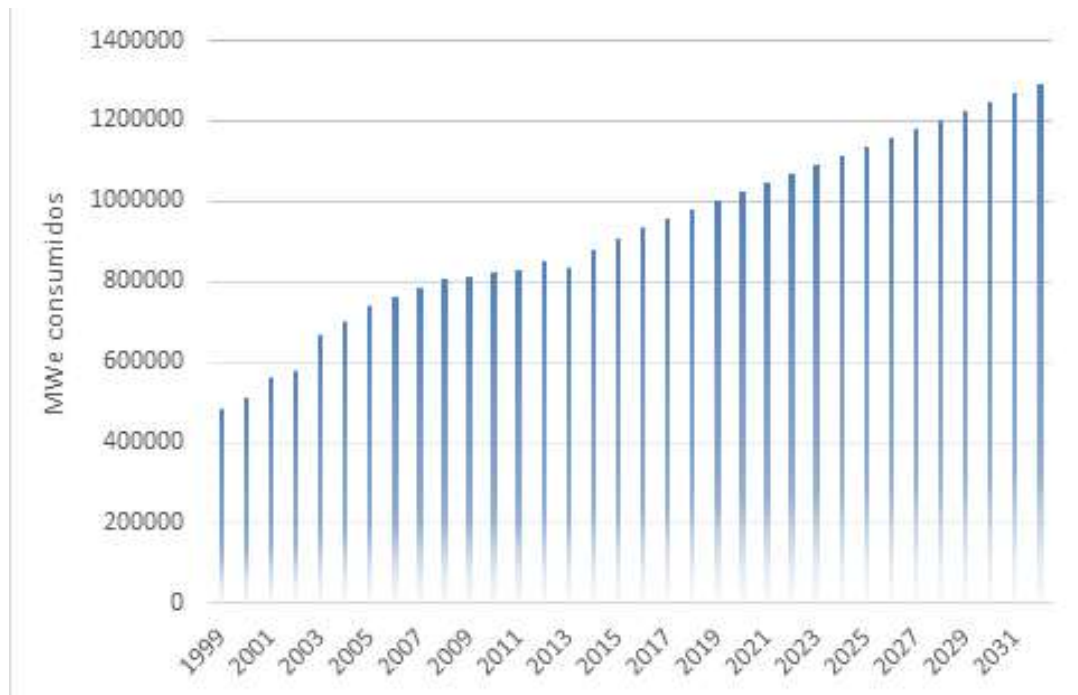


Fig. 5.3-27: Evolución prevista del consumo eléctrico anual. Fuente: propia

5.4. Propuestas de mejora

Hasta este momento, se ha tratado de detallar exhaustivamente el estado de la infraestructura y la demanda eléctrica del archipiélago balear, con el fin de poder aportar nuevas soluciones a las deficiencias que se han ido desglosando.

Gracias a las nuevas medidas llevadas a cabo con el fin de mejorar las condiciones energéticas de ambas islas, entre ellas, los proyectos descritos del gasoducto entre la península e Ibiza, así como el proyecto Rómulo I y II, la situación energética hoy por hoy no es tan precaria como hace apenas unos años, cuando los cortes en el suministro eléctrico eran una constante que perjudicaban al conjunto de las islas.

A pesar de estas mejoras, el estudio realizado evidencia que aún siguen vigentes graves deficiencias en el sistema de generación hoy en día, entre las que cabe destacar:

Ibiza: Persiste con un sistema de generación eléctrico basado en generadores diésel complementado por turbinas de gas bajo régimen de ciclo convencional. Este ciclo termodinámico ha quedado relegado a un segundo plano, y actualmente en los países desarrollados se opta por nuevos sistemas de generación más eficientes y respetuosos con el entorno. Resultará por lo tanto interesante actualizar este método de producción en el entorno Pitiuso y documentar una posible mejora en las instalaciones.

Los objetivos principales que se perseguirán con el cambio en el sistema de producción son:

- Mantener o incrementar una alta flexibilidad-disponibilidad de generación eléctrica.
- Aumentar el rendimiento del sistema de generación y estudiar el aprovechamiento de los calores residuales del ciclo termodinámico provenientes de los gases resultantes.
- Disminuir la cantidad de contaminantes emitidos.

Formentera: Con unas características de solicitud eléctrica muy especiales, la demanda de Formentera destaca por su alto índice de variabilidad interanual, más pronunciado incluso que el ibicenco. Las deficiencias actuales que presenta su sistema eléctrico son numerosas, y todas derivan de la misma causa: obsolescencia absoluta del su sistema de generación eléctrico, así como de su interconexión con Ibiza, que impiden adaptarse a las características internas de demanda de manera eficaz.

Los objetivos principales que se perseguirán con el cambio en el sistema de producción son:

- Sustitución de la turbina de gas: La actual, de 14 MW de potencia, data de los años 50. Se utiliza hoy en día para suplir picos de demanda, bajo unas condiciones de trabajo muy precarias por su antigüedad.
 - Modernización y sustitución de la interconexión eléctrica Ibiza-Formentera: Los dos cables actuales datan de 1972 y 1980, y se encuentran actualmente al final de su vida útil. Es de vital importancia sustituir estos elementos por una nueva infraestructura.
- ✓ Reducción del consumo energético y aumento de la eficiencia energética.
 - ✓ Aumento de la flexibilidad de la generación autónoma y su independencia de soporte externo.
 - ✓ Solventar los problemas vecinales ocasionados (ruidos, olores y contaminación derivadas, entre otros) debidos a las antiguas instalaciones.

5.4.1. Central de Ibiza

5.4.1.1. Implementación del ciclo combinado

a) Introducción

El desarrollo del ciclo combinado quedará marcado como una de las revoluciones tecnológicas del siglo XX, que ha transformado en gran medida la forma en la que consumimos la energía.

Las primeras aplicaciones del ciclo combinado se produjeron en el periodo de los 60. En aquella época, su uso no se encontraba demasiado extendido, debido sobre todo a los bajos rendimientos que otorgaban las turbinas de gas, que provocaban que el rendimiento del ciclo no se encontrara muy lejos del otorgado por el ciclo convencional, que ya se encontraba en funcionamiento en otras centrales.

La situación gira drásticamente en la siguiente década, en la cual se producen mejores sustanciales en el rendimiento de las turbinas, permitiendo alcanzar rendimientos de entorno al 40% o superiores, comenzando a marcar cierta distancia en cuanto a eficiencia se refiere respecto al resto de centrales.

En los años posteriores, estos rendimientos continúan elevándose, situándose en valores cercanos al 50%, llegando a desarrollarse instalaciones compuestas por varias unidades de turbinas de hasta 2000 MW.

En el contexto actual, el rendimiento de estas plantas ha seguido aumentando con el desarrollo de nuevas tecnologías hasta valores del 55-60%, siendo las centrales más frecuentemente encontradas aquellas comprendidas entre valores de generación del orden de 400-500 MW, llegando a encontrarse casos de hasta 1000 MW.

En España, durante las última décadas, se ha extendido el uso de las turbinas de gas, ya sea para garantizar el suministro en picos de demanda, como para su uso en centrales de ciclo combinado. El plan energético español ha instalado, desde el año 2002 al 2011, 67 ciclos de estas características, con una capacidad de generación eléctrica de alrededor de 25.000 MW, con una inversión total que supera los 13000 millones de euros. (**Fig. 5.4-1**)



Fig. 5.4-1: Evolución del ciclo combinado en España. Fuente: REE

Las empresas con una mayor apuesta en proyectos de instalaciones de estas características en territorio español son, entre otras, gigantes energéticas como Endesa, Gas Natural, Iberdrola o Unión Fenosa. (Consultar [Anexo, Capítulo 8.6.](#)).

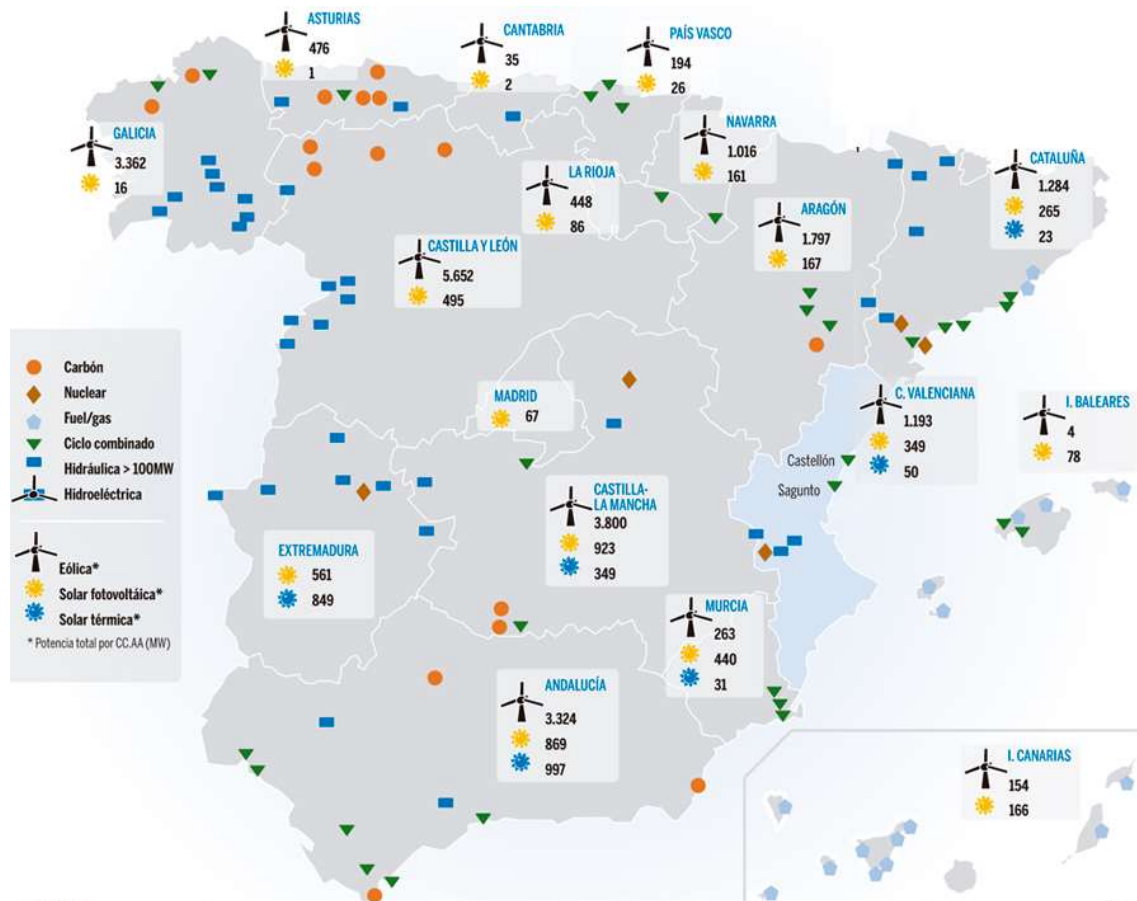


Fig. 5.4-2: Principales centrales eléctricas de España. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Sin embargo, el auge de esta tecnología durante los años de bonanza económica parece verse amenazado en los próximos años. El nuevo plan de la red de transporte de energía eléctrica del periodo 2015-2020 redactado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo parece dar un giro radical en la política de proliferación de estas instalaciones en años venideros. La crisis económica ha desembocado en una caída importante de la demanda energética, lo cual ha provocado un hundimiento de la rentabilidad, por lo que el gobierno parece comprometerse a estudiar la viabilidad de las centrales instaladas, y ser muy prudente con la concesión de nuevos permisos para la construcción de nuevas instalaciones.

Por otra parte, es destacable la caída de los precios de aquellas materias provenientes de combustibles fósiles que se ha dado recientemente (**Figs. 5.4-3 y 5.4-4**). El desplome neto respecto años atrás del precio del petróleo y del gas natural es una realidad hasta la fecha. Este hecho, producto en gran medida de las nuevas expectativas de estancamiento de la economía china, las nuevas técnicas de extracción de petróleo (*fracking*) o la reentrada de nuevos vendedores en el mercado internacional después de levantarse el veto internacional sobre sus exportaciones (Irán), parecen generar de nuevo un ecosistema favorable a una nueva apuesta por el uso de las mejoras tecnologías desarrolladas hasta el momento para el aprovechamiento de estas fuentes de energía, máxime cuando la previsión calculada de demanda en las Baleares parece indicar una tendencia alcista, al contrario de la mayoría de comunidades del país.



Fig. 5.4-3: Evolución del precio del barril de petróleo Brent. Fuente: investing.com



Fig. 5.4-4: Evolución del precio del gas natural. Fuente: investing.com

Las grandes ventajas del ciclo combinado se han ido comentando durante esta memoria: una mayor flexibilidad que otros métodos de generación y una menor emisión de gases nocivos a la atmósfera. Ante los compromisos establecidos en la comunidad internacional con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂, tanto en el ámbito de la Unión Europea como el del Protocolo de Kioto, las empresas energéticas españolas han optado por desarrollar un modelo de generación eléctrica en España con el ciclo combinado como uno de sus pilares fundamentales. Se puede apreciar en la **Fig. 5.4-5** la profunda revolución que esto ha supuesto en la última década en el parque energético español, en el cual el histórico peso predominante de la energía nuclear y el carbón han dejado paso al dominio de las energías renovables y el gas natural, con un porcentaje de capacidad de generación instalada del 25% hasta el año 2013.

Esta evolución creciente de los ciclos combinados ha supuesto a su vez una mayor interrelación entre el sistema de generación eléctrica y el sistema gasístico, al utilizarse en muchos casos el gas natural proveniente directamente desde los gasoductos, sin necesidad de almacenamiento previo, con lo cual se agilizan y se reducen los costes de transporte y almacenamiento. Esto ha influido tanto en la evolución de los precios como la seguridad y la calidad del suministro y la

estructura de las entidades empresariales implicadas en la construcción y explotación de las infraestructuras derivadas.

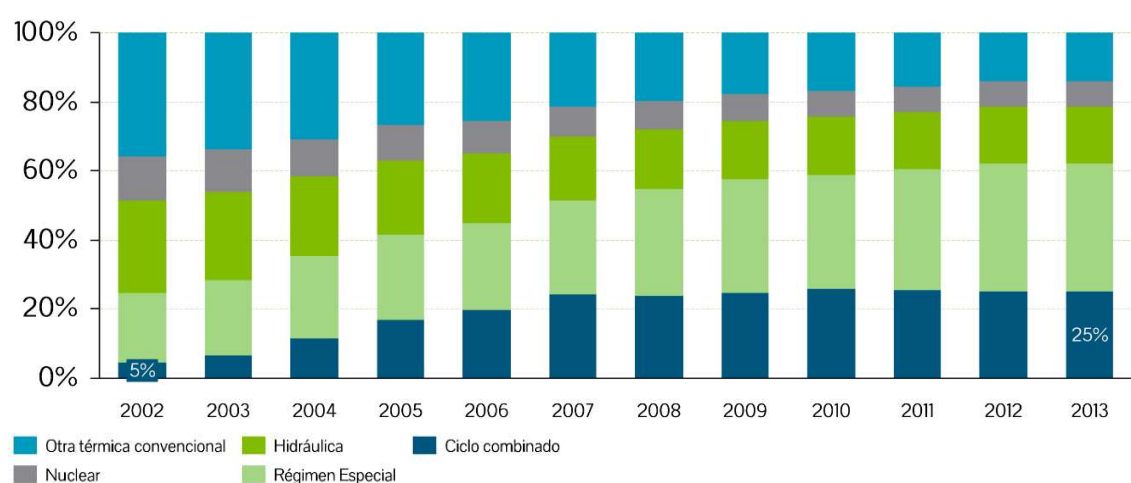


Fig. 5.4-5: Evolución porcentual de las tecnologías de producción eléctrica o en España. Fuente: REE

Es precisamente este hecho el que podemos aprovechar en el entorno de Ibiza, después de haberse completado el gasoducto que la une con la península, y que estaba destinado tanto a suministrar gas natural a todos los hogares de particulares, como a su vez alimentar las turbinas de gas y motores diésel de la central térmica, reacondicionados durante los últimos años para poder trabajar con este compuesto. Este hecho nos evitará el uso de otras fuentes de energía provenientes de combustibles sólidos, como el carbón, coque o biomasa, los cuales mediante tecnologías de gasificación integrada en ciclo combinado también pudieran aplicarse en esta central. También cabe pensar que esta infraestructura nos permite la opción de reaprovechar para la instalación del ciclo combinado las turbinas de gas actuales, lo cual nos garantizaría reducir los costes de inversión inicial, disminuyendo los plazos de recuperación económica (*Payback*) y aumentando la viabilidad del proyecto.

b) Descripción

En el sentido más amplio de la palabra, una central de ciclo combinado es aquella que integra dos o más ciclos termodinámicos energéticos con el fin de alcanzar la conversión más eficiente de energía aportada en trabajo o potencia útil.

En el caso que nos atañe, una central de ciclo combinado implica la unión de un ciclo Brayton de gas a alta temperatura con un ciclo Rankine de vapor a temperatura moderada mediante el aprovechamiento de los gases calientes del ciclo Brayton. Como apunte, cuando parte del vapor generado gracias a estos gases es utilizado para otro proceso aparte del de generación de energía de eléctrica, la aplicación se la conoce como cogeneración.

El reto que se plantea en este tipo de sistemas consiste en maximizar el grado de integración de ambos ciclos con el fin de maximizar la eficiencia, lo cual se acaba traduciendo en un mayor rendimiento económico a nivel comercial.

El esquema clásico de una central de ciclo combinado combina tres elementos principales: una turbina de gas (TG), una caldera de recuperación de calor (HRSG o HRB) y una turbina de vapor

(TV). Podemos encontrar otros diseños más avanzados de ciclos combinados o que actualmente se encuentran en fase de desarrollo, que implementan sistemas como los de combustión de lecho presurizado (PFBC), gasificación integrada (IGCC) o magneto-hidro-dinámicos (MHD) que no se explicarán en este trabajo, pero que denotan el gran potencial de desarrollo que aún reside en los ciclos combinados.

La componente económica es un factor crucial a la hora de evaluar la implementación de cualquier tipo de sistema de generación, entre ellos el ciclo combinado. Siempre que la tecnología lo permita, en la industria tienden a utilizarse los combustibles más pesados disponibles. Ya que estos necesitan un menor grado de refinamiento, resultan más económicos. En el caso de los motores diésel y turbinas de vapor de mediano y gran tamaño, se utilizan combustibles pesados, como el fuel-oil o el diésel-oil, para la obtención de energía. Sin embargo, las turbinas de gas necesitan combustibles más ligeros, bien sean líquidos, como el gas-oil, o bien gaseosos, como el gas natural.

b.1) Sistema simple. Modelización del ciclo combinado

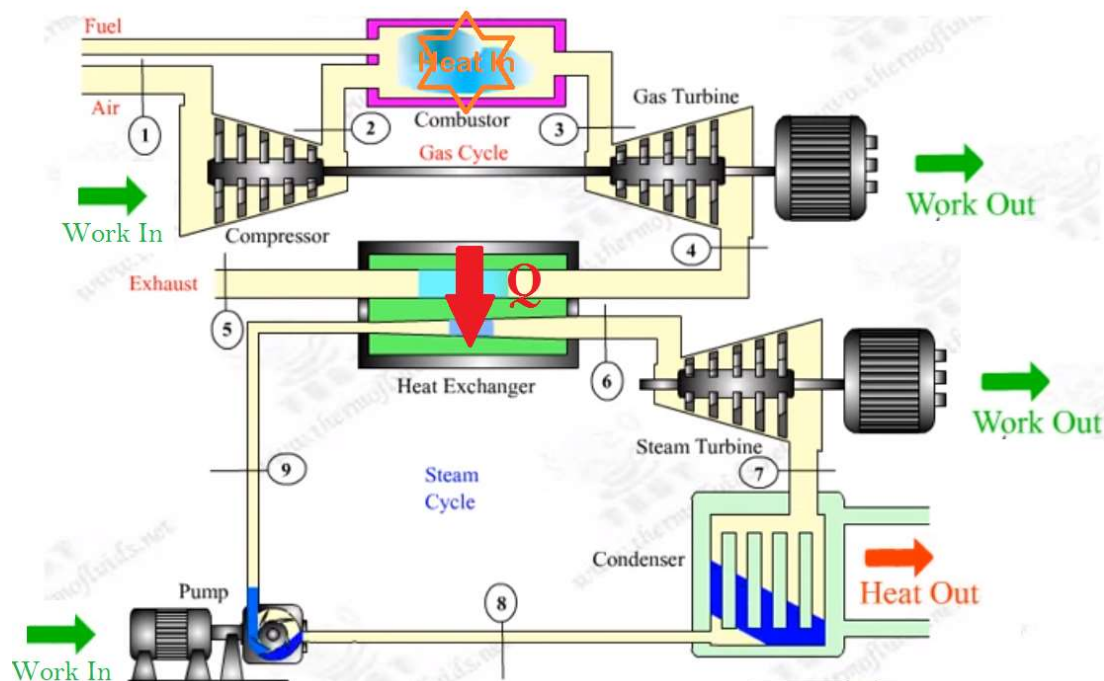


Fig. 5.4-6: Esquema del ciclo combinado. Recuperado de thermalhydraulics.wordpress.com

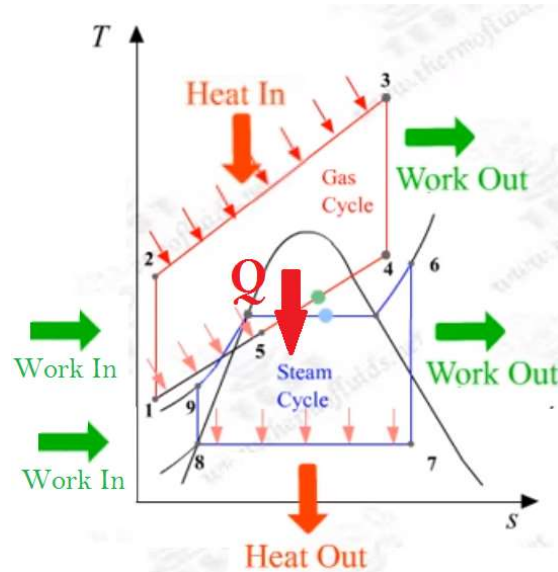


Fig. 5.4-7: Diagrama T-S del ciclo combinado. Recuperado de thermalhydraulics.wordpress.com

El desarrollo de los ciclos de Rankine y Brayton los puede encontrar en el [Capítulo 5.3.1.2.a](#), y [Capítulo 5.3.1.2.b](#), respectivamente. El nuevo componente que aparece en este ciclo es el intercambiador de calor, que sirve de elemento de conexión entre ambos ciclos, transfiriendo el calor Q de los gases a la salida de la turbina de gas al vapor del ciclo de Rankine, interpretando de esta manera el papel de la caldera del ciclo de Rankine. Los parámetros de funcionamiento más habituales de las unidades HRSG en el rango de operación que nos interesa se muestran en la **Tabla 5.4-1**

APLICACIÓN DE TURBINA:	
Potencia	1 MW a 300 MW
Flujos de gas	0,32 a 630 kg/s
Temperatura salida gas	≤ 650 °C
Temperatura combustión suplementaria	≤ 899 °C
Caudal de vapor	1,9 a 90 kg/s
PRESIONES DE OPERACIÓN:	
Alta	≥ 29 bar
Media	4,4 a 29 bar
Baja	2,0 a 4,4 bar
Temperatura vapor	≤ 565 °C
Combustibles suplementarios	dual

Tabla 5.4-1: Parámetros típicos para unidades HRSG. Fuente: *Generación Termoelectrica. Ciclos Combinados*

Es importante señalar que actualmente se puede encontrar un amplio rango de tipologías de calderas de recuperación, en función de parámetros tan diversos como la disposición, el tipo de circulación del agua, el tipo de combustión o según la configuración del ciclo, permitiendo un amplio abanico de opciones en cuanto a tamaños, colocaciones y rendimientos ofrecidos.

b.2) Sistemas comerciales. Aplicación del ciclo combinado

Las configuraciones comerciales que se utilizan aplicando el ciclo combinado acostumbran a ser más complejas con el fin de mejorar el grado de integración y los requisitos de aplicación.

Todos los grupos del ciclo (turbina de gas+alternador, caldera de recuperación de calor, turbina de vapor+alternador) están disponibles comercialmente en toda una serie de dimensiones y disposiciones específicas efectivas con el fin de adaptarse al entorno donde vayan a ser instaladas.

Es muy habitual encontrarse configuraciones 2x1 o 3x1, en las cuales se disponen dos o tres turbinas de gas con sus correspondientes calderas, generadoras de vapor, para alimentar una única turbina de vapor. Todas estas opciones se acaban traduciendo en una gran flexibilidad de operación, una mejora en el control de la temperatura del vapor y un aumento de la capacidad global energética de la planta según el rendimiento de la configuración empleada (**Tabla 5.4-2**)

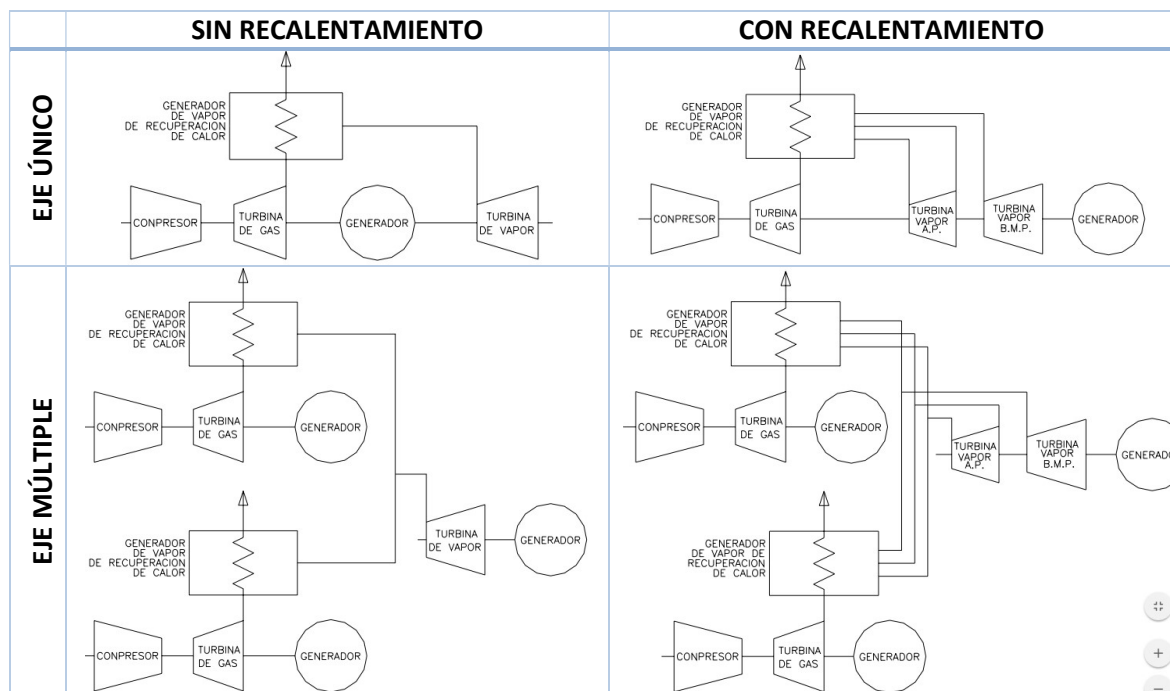


Tabla 5.4-2: Configuraciones del ciclo combinado.
Recuperado de Generación Termoeléctrica. Ciclos

✚ El desglose de la modelización del rendimiento ideal de los ciclos combinados puede encontrarse en el [Anexo, Capítulo 8.4](#).

c) Estudio de viabilidad

Antes de comenzar el estudio de viabilidad económica de la implementación del ciclo combinado, es importante señalar los factores limitantes a la hora de evaluar su desarrollo. Aparte de las ventajas ya mencionadas, hay dos factores cruciales que deben tenerse en cuenta a la hora de evaluar la implementación de este método de generación en Ibiza y Formentera:

El primero es la potencia de generación normal de las centrales de ciclo combinado actuales. Habitualmente no se encuentran centrales con una potencia de generación menor a los 400 MWh, lo cual excede, en mucho, la demanda energética en las islas en los próximos años, así como en cualquiera de los picos de demanda actuales.

Podemos encontrar, no obstante, nuevas implementaciones del ciclo combinado con potencias nominales muy inferiores, entorno a los 200-250 MW. Son los casos de las centrales de Barranco de Tirijana en Gran Canaria (2 grupos de 210 MW) y de *Ca's Tresorer*, en Palma de Mallorca (2 grupos de 240 MW). Estos precedentes invitan a pensar en una nueva forma alternativa de generación eléctrica en entornos insulares es plausible.

Aún con los ejemplos expuestos, es importante señalar que actualmente en la isla de Ibiza, la demanda energética máxima ronda valores de entre 100 y 230 MWh de potencia (ver **Figs. 5.3-18** y **5.3-22**), lo cual no justificaría hasta hoy, en términos de demanda, la implementación de un ciclo de estas características.

De los dos escenarios propuestos en el [Capítulo 5.3.2](#), sobre cómo evolucionará el consumo en los próximos años, la implementación del ciclo combinado encajaría en el modelo de tendencia positiva. Esto justificaría la implementación del ciclo, que iría aumentando su porcentaje de capacidad de generación durante los próximos años. Es importante señalar que los ciclos combinados permiten la generación eléctrica paulatinamente poniendo en funcionamiento consecutivamente diferentes componentes: Primero entrarían en funcionamiento las turbinas secuencialmente, y luego en caso necesario las turbinas de vapor. De esta manera, podríamos llegar a producir 3 niveles de generación eléctrica, permitiendo una gran flexibilidad de producción, a lo que le sumamos la propia flexibilidad de generación de cada una de las turbinas.

El otro parámetro importante que cabe destacar es rememorar que en la actualidad existen 5 turbinas de gas instaladas en la central de Ibiza, que podrían reubicarse en configuración de ciclo combinado o trabajar aisladamente en ciclo convencional. El estudio de viabilidad deja de lado esta variable a tenor de desarrollar un estudio completo de implementación de ciclo combinado, pero deben quedar reflejado este hecho a la hora de la valoración de una propuesta final de implementación.

Para el desarrollo del modelo de financiación de la central de ciclo combinado se ha utilizado el Programa de la UE NER300. Se trata de una iniciativa para la financiación de proyectos energéticos de bajas emisiones de carbono.

PARÁMETROS BÁSICOS		
Potencia Nominal (Bruta)	210	MWe
Inversión Inicial (Llave en mano)	106.500.000	€
Utilización Anual	5000	horas
Energía Neta Generada	805.828	MWh/año
Coste Operación y Mantenimiento fijo	19,6	€/kW/año
Coste Operación y Mantenimiento variable	2,16	€/MWh
Precio Combustible (gas natural)	29,91	€/MWh
Materia prima	27,15	€/MWh
Coste transporte (peaje)	2,76	€/MWh
Emisión CO2	0,365	ktCO2/GWh
Precios derechos CO2	7,0	€/tCO2
Precio electricidad	58,59	€/MWh
Mercado diario	53,95	€/MWh
Servicios complementarios	2,60%	(%)
Restricciones técnicas	6,00%	(%)
Pago por capacidad	26.000	€/MW/año
Tasa anual incremento precio electricidad, combustible y CO2 (IPC)	1	(%)
Tasa de interés anual (Euribor=i)	0,5-1,0%	(%)

Tabla 5.4-3: Parámetros básicos del ciclo combinado. Fuente: *Programa de la UE NER300*

- Potencia nominal e inversión inicial: Los datos cogidos de referencia son los correspondientes a la central de ciclo combinado de *Ca's Tresorer*, en Palma de Mallorca.
- Energía neta utilizada: El valor de 805.828 MW se corresponde a una disponibilidad de trabajo del 95%, cogiendo el valor acumulado de volumen de generación del año 2015, correspondientes a 851.746 MW.
- La Tasa anual de incremento de precios que cogerá en función de un valor verídica y responsable de la inflación de la economía española. El indicador escogido es el IPC, con un valor del 1% para todos los escenarios.
 - $\text{Precio combustible}_n = \text{Precio combustible}_{n-1} + (\text{Precio combustible}_{n-1} * \text{IPC})$
 - $\text{Precio (CO2)}_n = \text{Precio (CO2)}_{n-1} + ((\text{Precio CO2})_{n-1} * \text{IPC})$
 - $\text{Precio electricidad}_n = \text{Precio electricidad}_{n-1} + (\text{Precio electricidad}_{n-1} * \text{IPC})$
- Los escenarios propuestos dependerán de la tasa de interés anual del coste del capital prestado. Para todos ellos, este valor se corresponde a valores de Euribor (i) plausibles dentro del entorno económico actual: 0,5% (estancamiento) y 1% (inflación moderada) (**Fig. 5.4-8**)



Fig. 5.4-8: Evolución del IPC. Fuente: *eleconomista.es*

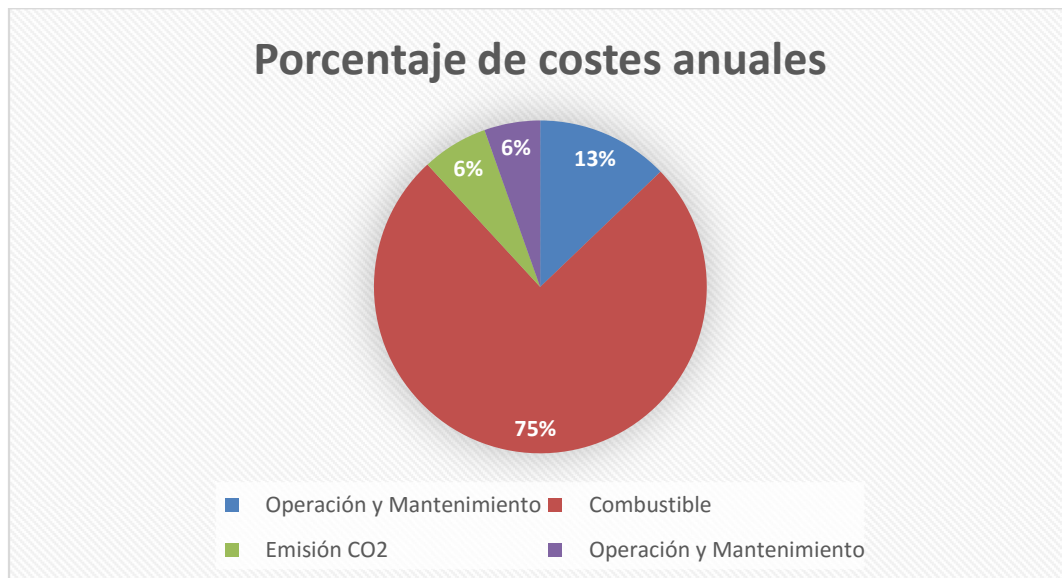


Fig. 5.4-9: Porcentaje de costes anuales. Fuente: *propia*

Porcentaje de costes totales (25 años)

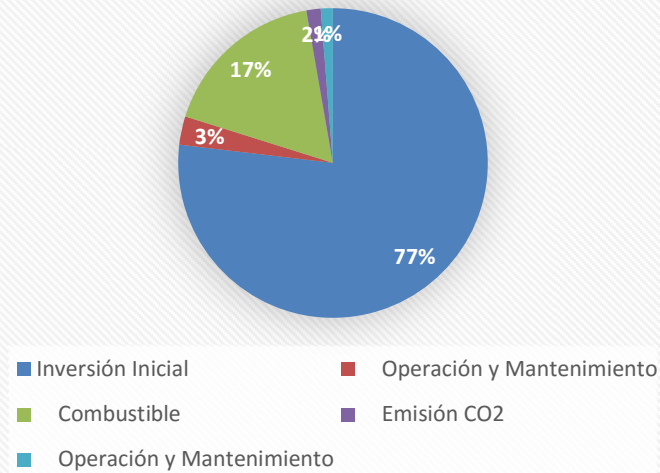


Fig. 5.4-10: Porcentaje de costes totales. Fuente: propia

Payback		5,02 años		
AÑO	5	10	25	
TIR	-0,17%	15,43%	-	
VAN (i=0,5%)	- 2.128.009,71 €	106.301.594,89 €	456.614.793,27 €	
VAN (i=1,0%)	- 3.675.767,44 €	100.528.031,03 €	420.763.349,74 €	

Tabla 5.4-4: Tabla de viabilidad económica. Fuente: propia

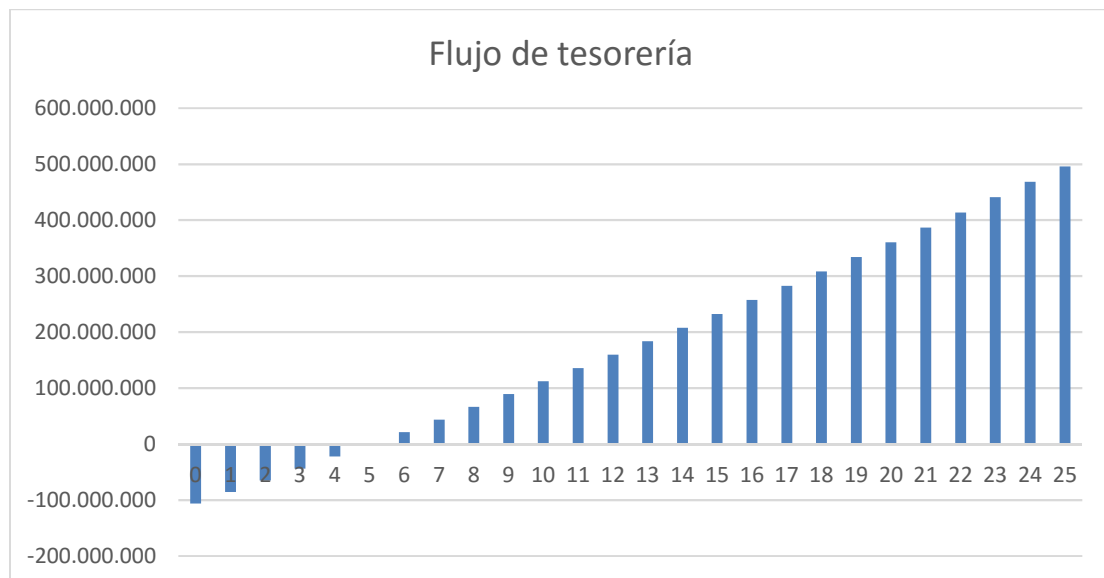


Fig. 5.4-11: Evolución del flujo de tesorería. Fuente: propia

El desglose detallado del estudio de viabilidad de una planta de ciclo combinado puede consultarse en el [Anexo, Capítulo 8.9.](#)

5.4.2. Subestación de Formentera

En las **Figs. 5.3-18 y 5.3-19** se ilustran curvas de demanda eléctrica de dos días del año, que podemos considerar como representativas del archipiélago Pitiuso en los periodos de verano e invierno respectivamente. La demanda en Formentera supone aproximadamente un 6% de la demanda total de las Pitiusas. Por lo tanto, se puede considerar que, en invierno, la generación diaria oscila y debe garantizarse entre los rangos de 4-7 MWh. En verano estos valores oscilan entre 6-12 MWh.

5.4.2.1. Estudio de viabilidad del nuevo enlace eléctrico Ibiza-Formentera

La renovación del enlace eléctrico Ibiza-Formentera se posiciona como una necesidad prioritaria al encontrarse los cables actuales al final de su vida útil. Se trata de una infraestructura crítica, al ser necesario una fuente de generación disponible para los habitantes de Formentera en caso de caída del suministro interno.

- 🚧 Durante el transcurso del desarrollo de este TFG, el día 10 de mayo de 2015, ha entrado el funcionamiento el nuevo tendido eléctrico entre ambas islas. Los datos de la instalación han sido publicados por *Red Eléctrica de España*, la encargada de la instalación, y se exponen a continuación con el fin de evaluar su viabilidad económica.

PARAMETROS BÁSICOS		
Cable Corriente HVAC	50	MW
Longitud	32,3	km
Terrestre	9,3	km
Marina	23	km
INVERSIÓN INICIAL ₀	77.700.000	€
Costes O/M ₁	140.000	€/año
Tasa anual incremento precio electricidad, combustible y CO2 (IPC)	1,0	%
COSTES TOTALES	140.000	€/año
INGRESOS	14513,9	€/año
Producción esperada ₁	57660,3	MW/año
Porcentaje total de la demanda en Formentera	100	%
Precio electricidad	0,251714	€/MW
Tasa de interés anual (Euribor=i)	0,5-1,0	%

Tabla 5.4-5: Parámetros básicos del enlace eléctrico. Fuente: REE

- Los costes de mantenimiento y operación corresponden a un valor medio del 20% durante 25 años de los costes de mantenimiento de los dos cables actuales. Los costes de mantenimiento acumulados en el periodo 2011-2015 están registrados en 3,5 millones de euros.
 - $\text{Costes O/M}_1 = (3.500.000 / ((2015-2011)+1)) * 0,2$

- La producción esperada para el primer año (2016) es la misma que la producción acumulada en el 2015. Este valor se duplica al alcanzar el año 25 desde su instalación, siguiendo la hipótesis de crecimiento de la demanda expuesto en el [Capítulo 5.3.2.2](#).
 - Producción esperada₁ = 57660,3
 - Producción esperada_n = Producción esperada_{n-1} + 2306,4
 - Producción esperada₂₅ = 113014,2
- La tasa anual de incremento de precios que cogerá en función de un valor verídica y responsable de la inflación de la economía española. El indicador escogido es el IPC, con un valor del 1% para todos los escenarios.
 - Costes O/M_n = Costes O/M_{n-1} + (Costes O/M_{n-1} * IPC)
 - Precio_n = Precio_{n-1} + (Precio_{n-1} * IPC)
- El porcentaje total de la demanda interna que transporta el cable es del 100%. Esto quiere decir que en este estudio de viabilidad se supone que toda la electricidad demandada por los habitantes de Formentera es transportada íntegramente desde Ibiza a través del cable.
- Los escenarios propuestos dependerán de la tasa de interés anual del coste del capital prestado. Para todos ellos, este valor se corresponde a valores de Euribor (i) plausibles dentro del entorno económico actual: 0,5% (estancamiento) y 1% (inflación moderada) (**Fig. 5.4-8**)

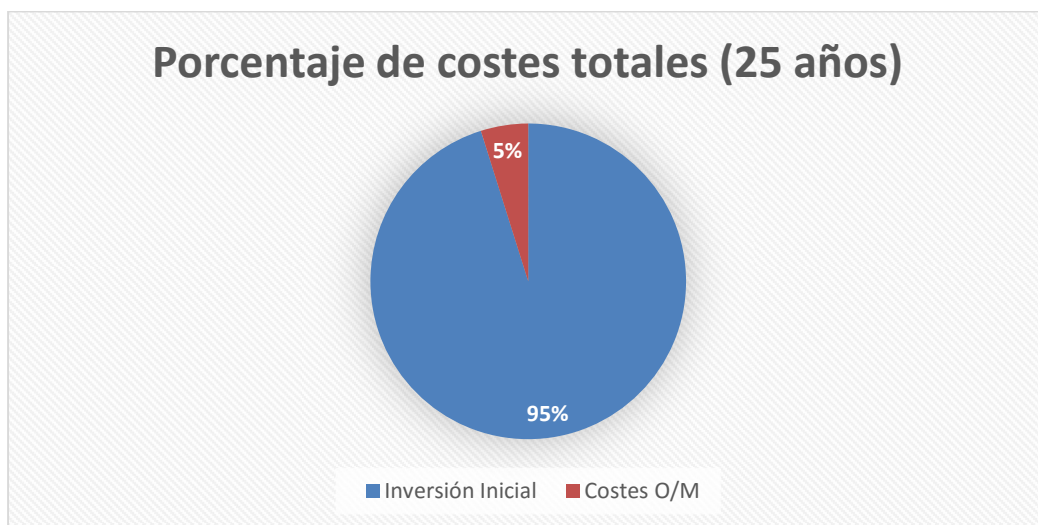


Fig. 5.4-12: Porcentaje de costes totales. Fuente: propia

Payback	-		
AÑO	5	10	25
TIR	-	-	-
VAN (i=0,5%)	-78.324.689€	-78.950.119€	-80.827.203€
VAN (i=1,0%)	-78.315.470€	-78.916.570€	-80.633.649€

Tabla 5.4-6: Tabla de viabilidad económica. Fuente: propia

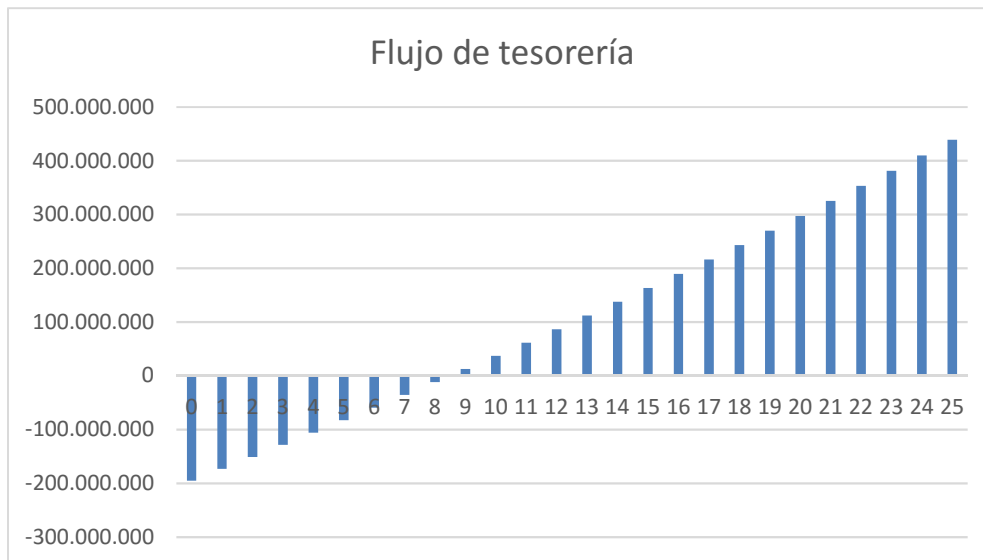


Fig. 5.4-13: Evolución del flujo de tesorería. Fuente: propia

El desglose detallado del estudio de viabilidad del tendido eléctrico puede consultarse en el [Anexo, Capítulo 8.11.](#)

5.4.2.2. Estudio de viabilidad de la ampliación de la planta fotovoltaica

El objetivo de implantar placas solares radica en el potencial de desarrollo fotovoltaico que tiene Formentera, con uno de los calendarios con más horas de luz anuales de toda la península (**Fig. 5.4-14**).

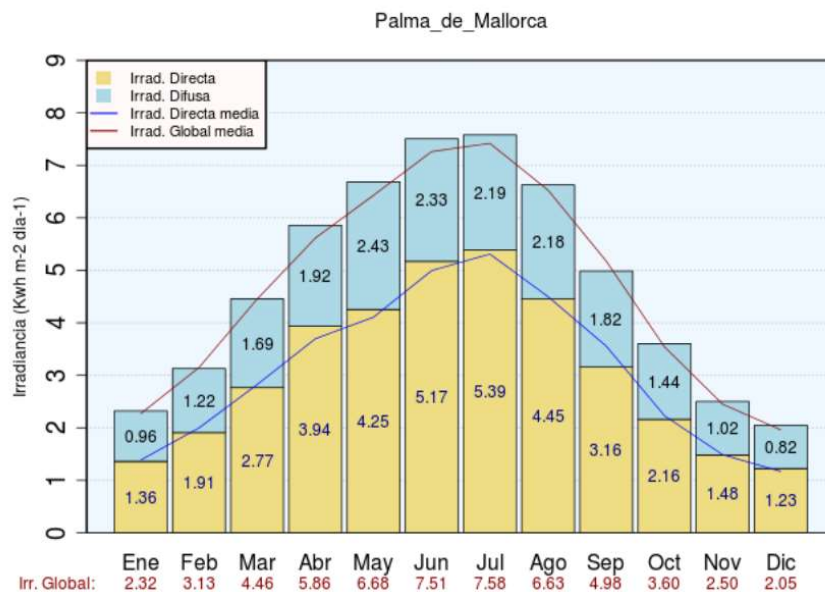


Fig. 5.4-14: Evolución anual de la irradiancia solar. Fuente: AEMET

PARÁMETROS BÁSICOS		
Potencia Nominal	4	MW
Superficie ocupada	33.336	m ²
INVERSIÓN INICIAL₀	11.132.860	€
Módulos y Soportes	4.866.070	€
Equipos	1.791.734	€
Adecuación del terreno	776.512	€
Legalización y dirección de obra	297.372	€
Margen Industrial	463.901	€
Gestión y desarrollo	1.005.119	€
IVA	21	(%)
COSTES FIJOS_n	8.160	€/año
Reposición	8.160	€/año
COSTES VARIABLES₁	59.306	€/año
Seguro	41.600	€/año
Vigilancia	9.600	€/año
Limpieza	7.200	€/año
Luz	906	€/año
TOTAL GASTOS	67.466	€/año
TOTAL INGRESOS	1.471.721	€/año
Producción esperada	5.846.800	€/año
Pérdida eficiencia anual	0,5	(%)
Precio	0,251714	€/kWh
Tasa anual incremento consumo, precio electricidad, combustible y CO2 (IPC)	1,0	(%)
Tasa de interés anual (Euribor=i)	0,5-1,0	(%)

Tabla 5.4-7: Parámetros básicos del enlace eléctrico. Fuente: propia

- La potencia nominal escogida es de 4 MW. El objetivo es doblar la capacidad de producción de la central solar de *Cala Saona*, aprovechando el espacio que queda disponible en la finca de *Can Mestre* (158.000 m²).
- La tasa anual de incremento de precios que cogerá en función de un valor verídica y responsable de la inflación de la economía española. El indicador escogido es el IPC, con un valor del 1% para todos los escenarios.
 - $\text{Coste Seguro}_n = \text{Coste Seguro}_{n-1} + (\text{Coste Seguro}_{n-1} * \text{IPC})$
 - $\text{Coste Vigilancia}_n = \text{Coste Vigilancia}_{n-1} + (\text{Coste Vigilancia}_{n-1} * \text{IPC})$
 - $\text{Coste Limpieza}_n = \text{Coste Limpieza}_{n-1} + (\text{Coste Limpieza}_{n-1} * \text{IPC})$
 - $\text{Coste Luz}_n = \text{Coste Luz}_{n-1} + (\text{Coste Luz}_{n-1} * \text{IPC})$
- Se ha estimado una pérdida del 0,5% anual de la eficiencia de las placas solares.
 - $\text{Producción}_n = \text{Producción}_{n-1} - (\text{Producción}_{n-1} * 0,005)$

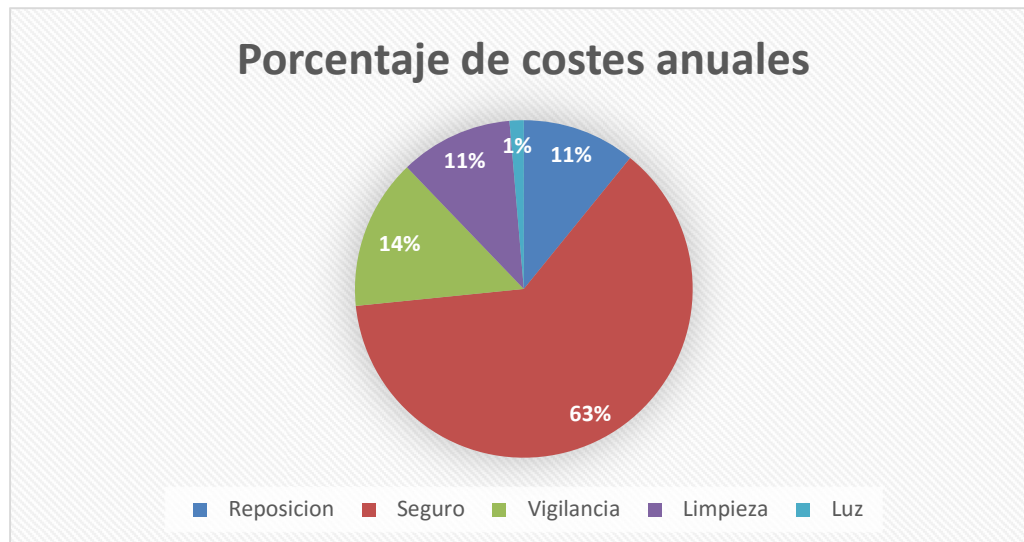


Fig. 5.4-15: Porcentaje de costes anuales. Fuente: propia

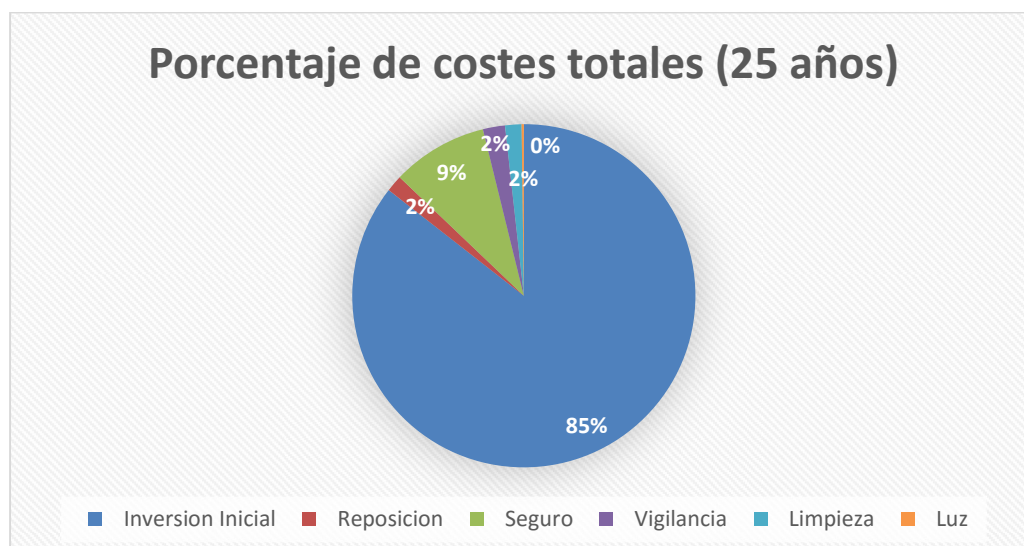


Fig. 5.4-16: Porcentaje de costes totales. Fuente: propia

Payback		7,68 años		
AÑO	5	10	25	
TIR	-13.06%	5,23%	-	
VAN (i=0,5%)	-4.083.274	3.096.774	21.874.887	
VAN (i=1,0%)	-4.187.592	2.713.119	19.917.641	

Tabla 5.4-8: Tabla de viabilidad económica. Fuente: propia

- El desglose detallado del estudio de viabilidad de una planta fotovoltaica puede consultarse en el [Anexo, Capítulo 8.10](#).

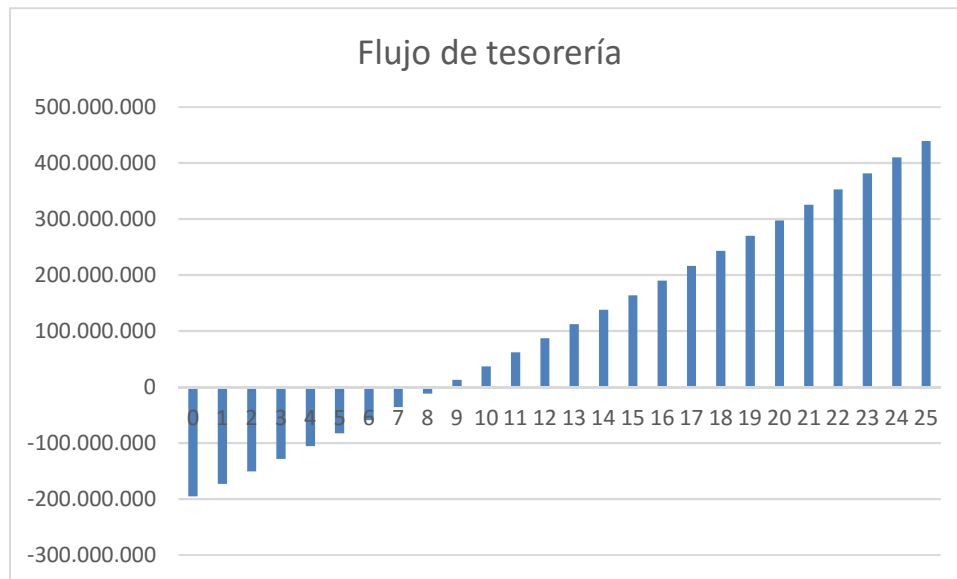


Fig. 5.4-17: Evolución del flujo de tesorería. Fuente: propia

5.6. Impacto Ambiental

Con el objetivo de ilustrar de un modo sencillo e intuitivo la variación tanto de las mejoras ya implementadas como la de las propuestas redactadas, se va a utilizar la metodología del Análisis del Ciclo de Vida, basada en la recopilación y evaluación conforme a un conjunto de procedimientos de entradas y salidas de materias primas, energías y emisiones residuales, desde el inicio de primero de los procesos de generación eléctrica (extracción de la materia prima: gas, carbón, petróleo...) hasta el fin del mismo, en este caso el consumo de la potencia eléctrica.

Con este método se realiza un análisis del impacto de cualquier infraestructura, proceso o manufactura en todos y cada uno de las fases por las que transcurre el elemento en cuestión. En caso de querer comparar el impacto de diversas metodologías de producción de electricidad, podemos subdividir los impactos en dos grandes grupos:

Impactos locales

- **Agotamiento paulatino de los recursos no renovables:** con un impacto inmediato en generaciones futuras.
- **Emisiones a la atmosfera:** Entre ellos, dióxido de carbono, óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono o los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, derivados de la generación transporte y consumo de energía.
- **Contaminación de aguas y suelos:** Riesgo de vertidos que contaminan el agua, química o térmicamente, con connotaciones negativas hacia el medioambiente.
- **Generación de residuos:** Derivados de la producción de energía, llegan a ser difíciles y costosos de tratar, especialmente los residuos radioactivos.

- **Utilización del suelo:** La ocupación del territorio dedicado a la generación, transporte, almacenamiento y consumo de energía eléctrica
- **Contaminación acústica:** Particularmente importante en ciertas formas de generación eléctrica.
- **Impactos visuales sobre el paisaje**

Impactos globales

Son los impactos de ámbito y afectación mundial:

- **El cambio climático:** como consecuencia del efecto invernadero, con consecuencias como la subida del nivel del mar, la aridización y difusión de enfermedades
- **La disminución del ozono atmosférico:** con efectos colaterales sobre la salud humana
- **La lluvia ácida,** afectando a ecosistemas e infraestructuras
- **Los efectos negativos derivados sobre la biodiversidad**

El análisis, realizado por el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía* (IDEA), efectúa un ACV de la generación eléctrica de un kWh, y determina, para ocho tecnologías distintas, la afectación sobre 12 categorías de impacto, desde la extracción la materia prima de generación hasta el consumo del kWh por el usuario final. El objetivo principal del estudio es evaluar las externalidades ambientales asociadas a la generación de un kWh, partiendo de la evaluación física de los impactos, su clasificación y comparación. Todos los valores obtenidos se reducen a unos supervalores finales que determinaran lo que se denomina ecopuntos. Cuanto 'mejor' es la fuente de energía, menos ecopuntos debe tener. El resultado del estudio es el que se detalla en la **Tabla 6-1**.

Sistemas energéticos	Lignito	Petróleo	Carbón	Nuclear	Solar Foto-voltaico	Gas Natural	Eólico	Mini-hidráulica
Impactos ambientales								
Calentamiento Global	135,00	97,00	109,00	2,05	15,40	95,80	2,85	0,41
Disminución Capa de Ozono	0,32	53,10	1,95	4,12	3,66	0,86	1,61	0,05
Acidificación	920,00	261,00	265,00	3,33	97,00	30,50	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	9,76	11,60	0,28	1,97	6,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	244,00	728,00	25,00	167,00	46,60	40,70	2,58
Sustancias Cancerígenas	25,70	540,00	84,30	2,05	75,70	22,10	9,99	0,76
Niebla de Invierno	519,00	135,00	124,00	1,50	53,30	3,08	1,48	0,15
Niebla Fotoquímica	0,49	36,90	3,05	0,32	3,03	3,47	1,25	0,06
Radiaciones Ionizantes	0,02	0,02	0,05	2,19	0,12	0,00	0,01	0,00
Residuos	50,90	0,62	12,90	0,28	1,84	0,58	0,29	0,52
Residuos Radiactivos	5,28	7,11	10,60	565,00	34,90	1,34	1,83	0,32
Agotamiento Recursos Energéticos	5,71	13,60	5,47	65,70	7,06	55,80	0,91	0,07
Total	1735,16	1398,11	1355,92	671,82	460,98	267,11	64,67	5,43

Tabla 6-1: Eco-puntos para las diferentes fuentes de energía.

Fuente: Generación Termoeléctrica. Ciclos Combinados

La representación de los valores obtenidos de muestra en la **Fig. 6-1**:

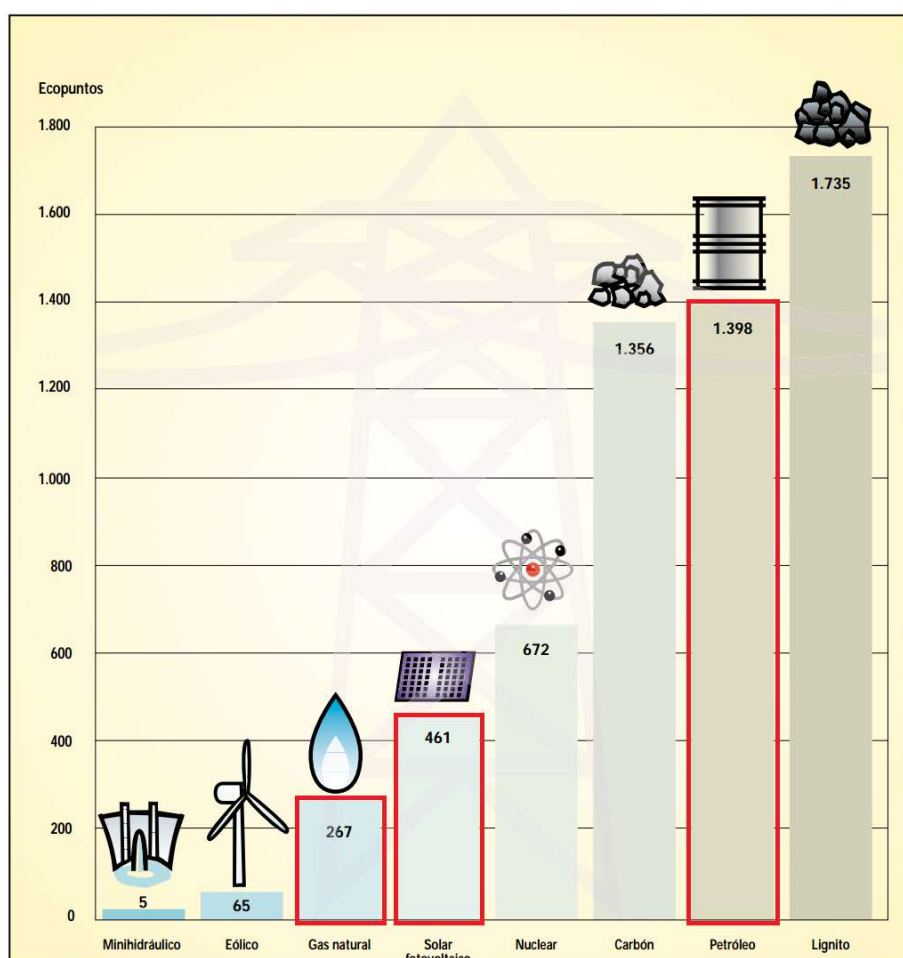


Tabla 6-2: Eco-puntos para las diferentes fuentes de energía.

Fuente: Generación Termoeléctrica. Ciclos Combinados

Aunque el sentido común llevaba a pensar las iniciativas llevadas a cabo en la infraestructura eléctrica durante los últimos años habían sido en la dirección correcta, en lo que se refiere a minimizar el impacto ambiental provocado, el estudio realizado por el IDAE nos certifica las hipótesis previstas.

Si a los cambios ya implementados, le sumamos una apuesta a largo plazo enfocada en la sustitución de los grupos motores diésel por un ciclo combinado de generación, así como la potenciación de la generación fotovoltaica, los resultados en materia de viabilidad ambiental saltan a la vista.

Se recogen de nuevo en la **Tabla 6-2** las disminuciones de contaminantes que han supuesto tanto las modificaciones ya realizadas (gas natural como combustible por defecto) como también una aproximación de los beneficios en materia ambiental que podría suponer la implementación de alguna de las medidas desarrolladas en este proyecto.

		REDUCCIÓN DE EMISIONES* (g/kWh)		
		CO ₂	SO ₂ y partículas	NO _x
PASO A GAS NATURAL	Turbinas de Gas	30%	100%	40%
	Motores Diésel	11%	100%	94%
PROPUESTA 1	Ciclo combinado + Enlace eléctrico	50%	100%	80%
PROPUESTA 2	Paneles fotovoltaicos	100%	100%	100%

Tabla 6-2: Porcentaje de reducción de las emisiones contaminantes.

Fuente: www.endesa.com

**Los porcentajes de reducción de emisiones están en referencia a la estructura inicial compuesta por turbinas de gas y motores diésel operando con gas-oil.*

5.7. Normativa

En este apartado se recoge un breve compendio de legislaciones y normativas vigentes a tener en cuenta con tal de poder desarrollar, operar y mantener infraestructuras como las presentadas en este proyecto.

LEGISLACIÓN INTERNACIONAL

- **Protocolo de Kioto**

LEGISLACIÓN EUROPEA

- **Directiva 2001/80/CE:** limitación de emisiones a la atmosfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.
- **Directiva 2001/81/CE:** techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos.

LEGISLACIÓN NACIONAL

ENERGÍAS RENOVABLES

- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (energías renovables, residuos, cogeneración)
- **Ley del Sector Eléctrico** (noviembre 1997)
- **Plan de energías renovables 2005-2010** (agosto de 2005)
- **Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas.**
- **Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2001. Revisión 2005-2011** (marzo 2006)
- **Ley 54/1997 del Sector Eléctrico:** garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y asegurar que se realice al menor coste posible, sin olvidar la protección al medioambiente
- **Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las redes de Transporte 2002-2011**, por la cual se sientan las bases del desarrollo eléctrico de España durante esta década

- **Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011:** Previsión de desarrollo de redes de transporte de los sistemas de electricidad y gas para el Horizonte 200-2011
- **Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011. Revisión 2005.2011**
- **Plan de Energías Renovables, la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética**
- **Plan de reducción de emisiones**
- **Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental:** Se han de someter a evaluación de impacto ambiental los proyectos de centrales térmicas y otras instalaciones de combustión con potencia térmica de, al menos, 300MW
- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte de energía eléctrica, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica**
- **Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por los que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmosfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmosfera de las refinerías de petróleo**
- **Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007:** Paso para cumplir el protocolo de Kioto
- **Real Decreto 1264/2005, del 21 de octubre, por el que se regula la organización y funcionamiento del Registro nacional de derechos de emisión**
- **Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012**

CUENTAS

- **Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional**
- **Plan General de Contabilidad** aprobado por el **Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre**, así como en las modificaciones al **Plan General de Contabilidad** establecidas por el **Real Decreto 1159/2010, de 17 de septiembre**
- **277 del Real Decreto Ley 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, el estado de liquidez provisional que pone de manifiesto la existencia de liquidez suficiente para la distribución de dicho dividendo es el siguiente:**
- Con fecha 28 de noviembre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, que establece un tipo impositivo transitorio del 28% para el ejercicio 2015 y un tipo impositivo general del 25% a partir del ejercicio 2016, reduciéndose, por tanto, el aplicable hasta el ejercicio 2014 del 30%.

DÉFICIT DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

- **Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, y el Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre, establecieron que, a partir del año 2013, las tarifas de acceso a la red Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, estableció que los desajustes temporales que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del Sistema de**

liquidaciones, dejando ENDESA, S.A. de financiar estos desajustes temporales, por lo que a 31 de diciembre de 2015

PRIMA DE EMISIÓN

- **Ley de Sociedades de Capital**

RESERVA DE VALORIZACIÓN

- **Real Decreto Ley 7/1996**, de 7 de junio: revalorización de activos practicadas al amparo de otras reservas de libre disposición
- **Real Decreto Ley 2/85**, de 30 de abril, de la reserva por previsión de libertad de amortización

POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

- **Ley 31/2014**, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo y Código de Buen Gobierno de las sociedades cotizadas publicado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)

FISCALIDAD

- **Ley 27/2014**, de 27 de noviembre del Impuesto sobre Sociedades integrada en el Grupo con el número 572/10
- **Real Decreto Ley 4/2004**, de 5 de marzo, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

CONCILIACIÓN ENTRE LA CUOTA A PAGAR Y EL GASTO POR IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES

- **Ley 27/2014**, de 27 de noviembre del ejercicio 2015 incluye, fundamentalmente, el ajuste de Tipo Impositivo de deducciones y bonificaciones
- **Ley 49/2002**, de 23 de diciembre

RIESGOS RELACIONADOS CON LA ACTIVIDAD Y SECTOR

- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, con el objetivo de, entre otras cuestiones, asegurar la estabilidad financiera del Sector Eléctrico español

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES (TNP)

- **Real Decreto 738/2015**, de 31 de julio, sobre la generación en los Territorios No Peninsulares (TNP). Este Real Decreto establece un esquema similar al vigente hasta su entrada en vigor, compuesto por una retribución por costes fijos, que contempla los costes de inversión y operación y mantenimiento de naturaleza fija, y por costes variables, para retribuir los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento, contemplando también, dentro de los costes de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la **Ley 15/2012**, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. El Real Decreto también desarrolla aspectos ya contenidos en la **Ley 17/2013**, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos Sistemas.
- De conformidad con la **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al

rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

- El **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, ha aprobado un nuevo sistema de retribución para las instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, de cogeneración y de residuos por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico y la **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

EFICIENCIA ENERGÉTICA

- La **Ley 18/2014**, de 15 de octubre, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia

TARIFA ELÉCTRICA 2016

- Con fecha 18 de diciembre de 2015 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la **Orden IET/2735/2015**, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso para 2016.

SISTEMA GASISTA

- Con fecha 22 de mayo de 2015 se ha publicado la **Ley 8/2015**, de 21 de mayo, por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos
- Con fecha 31 de octubre de 2015 se ha publicado el **Real Decreto 984/2015**, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

TARIFA GAS NATURAL 2016

- La **Orden IET/2736/2015**, de 17 de diciembre, fija la tarifa de gas natural para 2016 manteniendo, en general, los peajes de acceso respecto a 2015, habiéndose actualizado, por otro lado, las Tarifas de Último Recurso (TUR) con una reducción media del 3% como

LEGISLACIÓN POR COMUNIDAD AUTÓNOMA

IMPACTO AMBIENTAL

En España, la competencia en materia de control medioambiental está transferida a las Comunidades Autónomas. Dependiendo de las mismas, se elaboran las Autorizaciones Ambientales Integradas (AAI) que establecen los límites de las emisiones e inmisiones de gases de escape (NO_x, SO₂ y partículas), así como los niveles máximos de ruido, vibración e intercambios con el medio marino

Los principales marcos legislativos de aplicación son:

- **Directiva 96/61/CE**, relativa a la prevención y el control integrados de la contaminación.
- **Ley 16/2002**.
- **Desarrollos normativos en las distintas CC.AA.**

- **RD 508/2007**, por el que se regula el Reglamento E-PRTR y de las Autorizaciones Ambientales Integradas
- **RD 509/2007**, por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002
- **Ley 42/2007**, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad 9 Real Decreto 430/2004 en lo que se refiere al PNRE para instalaciones existentes.
- **Ley 1/2005**, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

6. CONCLUSIONES

Podemos concluir este trabajo remarcando el gran esfuerzo que ha venido realizándose durante el último decenio en la mejora y modernización de los equipos eléctricos instalados en las Pitiusas. La instalación de infraestructuras de primer nivel, como son la interconexión eléctrica Baleares-Península, así como el gasoducto de Denia- Ibiza dotan de una mejora sustancial en las prestaciones de la capacidad de generación de la isla, mejorando la calidad del servicio prestado, así como el impacto sobre el medioambiente.

En lo que respecta a las mejoras propuestas durante este trabajo, el estudio de viabilidad nos permite sacar conclusiones claras sobre las circunstancias bajo las cuales sería positivo implantarlas.

La aplicación del ciclo combinado es una apuesta ambiciosa con el fin de potenciar los mismos objetivos que se han venido persiguiendo con las últimas modificaciones. Supondría un salto cualitativo en términos de eficiencia y optimización de los recursos energéticos. A pesar de que, en términos económicos, la instalación del ciclo combinado presenta un plan de viabilidad inapelable, con un periodo de retorno de tan solo 5 años, el principal factor a tener en cuenta es el tiempo necesario para que la demanda energética crezca lo suficiente como para justificar la instalación de 210 MW. Por lo tanto, es una inversión que queda justificada teniendo en cuenta una predicción demográfica creciente.

En lo que respecta a la apuesta por una mayor presencia fotovoltaica, el balance muestra que es una solución perfectamente viable a medio-largo plazo, con un *Payback* de aproximadamente 8 años. La capacidad de generación sumada de ambas estaciones, la actual y la propuesta, de 8 MWh, garantiza un suministro eléctrico en Formentera del 100% de la demanda máxima diurna en invierno y de un 50% de la máxima diurna en verano, sentando una sólida base sobre la cual seguir apostando por energías 100% renovables y libre de emisiones contaminantes.

El tercer caso, la nueva línea de interconexión eléctrica, es la propuesta que, a pesar de presentar un balance difícilmente justificable, ha resultado la primera de las propuestas presentadas que se ha llevado a cabo en la realidad. Esto se debe seguramente a la necesidad imperiosa de interconectar la red eléctrica formenterensa con el conjunto de la red nacional, garantizando una disponibilidad elevada en caso de incidencias con los grupos generadores principales. De todas formas, es deber de este Trabajo de Final de Grado reflejar el agujero económico que supondrá esta infraestructura en las arcas públicas. Aun siendo un proyecto

necesario, el tendido Ibiza-Formentera sumara un déficit acumulado neto de más de 81 millones de euros en el mejor de los casos. Este coste resultará imposible de amortizar mediante el propio servicio que ofrece a la isla de Formentera.

Con el fin de englobar esta infraestructura dentro de un marco energético sostenible con vistas al futuro, la justificación particular que se realiza es crear un estudio de viabilidad englobando las tres propuestas ofrecidas. De esta manera, los datos ofrecen unos resultados que enmascaran la inversión en el tendido eléctrico. La propuesta resulta viable, con un *Payback* de 9 años y un VAN a 25 años de aproximadamente 360 millones de euros ($i=1\%$). El desglose del plan de viabilidad puede encontrarse en el [Anexo, Capítulo 8.12.](#)

7. BIBLIOGRAFÍA

Referencias Impresas

1. ALJUNDI, I. H. *Energy and Exergy Analysis of a Steam Power Plant in Jordan*. Applied Thermal Engineering, Vol. 29, No. 2-3. 2009.
2. CHASE, D. L.; KEHOE, P. T. *GE Combined-Cycle Product Line and Performance*. GE Power Systems. NY.
3. CHEN, L. G.; LI, Y.; SUN, F. R.; WU, C. *Power Optimization of Open-Cycle Regenerator Gas-Turbine PowerPlants*. Applied Energy, Vol. 78, No. 2. 2004.
4. DINCER, I.; ROSEN, M. A.; MINH, N. L. *Efficiency Analysis of a Cogeneration and District Energy System*. Applied Thermal Engineering, Vol. 25, No. 1. 2005
5. *El motor diésel aplicado a la generación de electricidad en sistemas aislados*. Endesa. 2010
6. ESPEJO MARTIN, Cayetano; CAPEL MOLINA, José Jaime. *El gas en la producción de España*. Universidad de Murcia y Almería. Nimbus. 2007
7. FRANCO, A.; RUSSO, A. *Combined Cycle Plant Efficiency Increase Based on the Optimization of the Heat Recovery Steam Generator Operating Parameters*. International Journal of Thermal Sciences, Vol. 41, No. 9. 2002.
8. J. HUNT, Ronald. *The history of the Industrial Gas Turbine. Part I*. IdgtE. 2011.
9. J. KATES, Edgar; E. LUCK, William. *Motores Diésel y de gas de alta compresión*. Segunda Edición. Editorial Reverté, S.A. 2003.
10. KHALIQ, A.; KAUSHIK, S. C. *Thermodynamic Performance Evaluation of Combustion Gas Turbine Cogeneration System with Reheat*. Applied Thermal Engineering, Vol. 24, No. 13. 2004.
11. KHALIQ, A.; KAUSHIK, S. C. *Second-Law Based Thermodynamic Analysis of Brayton/Rankine Combined Power Cycle with Reheat*. Applied Energy, Vol. 78, No. 2. 2004.
12. KAUSHIK, S. C.; TYAGI, S. K.; SINGHAL, M. K. *Parametric Study of an Irreversible Regenerative Brayton Cycle with Isothermal Heat Addition*. Energy Conversion & Management, Vol. 44, No. 12. 2003.
13. MARCOS FANO, J. M^a. *Costes de generación eléctrica en algunas tecnologías*. Unesa.
14. *Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía*. Organismo Internacional de Energía Atómica. 2007.
15. MURILLOS, Joaquín; TREJOS, Álvaro; CARVAJAL, Oyala. *Estudio del pronóstico de energía eléctrica, utilizando modelos de series de tiempo*. Scientist et Technica Año IX, No 23. 2003.
16. NAG, P. K. *Power Plant Engineering*. Tata McGraw Hill, New Delhi. 2007
17. *Plan Territorial Insular de Protección Civil de la Isla de Eivissa*. Tomo I, II, III. Consell d'Eivissa.
18. PRIETO; Ismael. *Generación Termoeléctrica. Ciclos Combinados*. Gijón. 2006

19. REDDY, B.V.; ALAEFOUR, I. E. *Performance Simulation of a Natural Gas Fired Combined Cycle Power Generation System*. 19th National & 8th ISHMT-ASME Heat and Mass Transfer Conference, Hyderabad. 2008.
20. SABUGAL GARCÍA, Santiago; GÓMEZ MOÑUX, Florentino. *Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Teoría y Proyecto*. Ediciones Díaz de Santos. 2006
21. SABUGAL GARCÍA, Santiago. *La generación de electricidad con ciclos combinados*. Endesa
22. *Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC*. Departamento de Automática e Instrumentación. 2005.
23. TOMLINSON, L.O.; MCCULLOUGH, S. *Single-Shaft Combined-Cycle Power Generation System*. GE Power Systems.
24. VIDAL, A.; BEST, R.; RIVERO, R.; CERVANTES, J. *Analysis of a Combined Power and Refrigeration Cycle by the Exergy Method*. Energy, Vol. 31, No. 15. 2006.
25. YILMAZ, M.; SARA, O. N.; KARSLI, S. *Performance Evaluation Criteria for Heat Exchangers Based on Second Law Analysis*. Exergy, Vol. 1, No. 4. 2001.

Referencias Web

❖ Centrales térmicas

<https://tecnolowikia.wikispaces.com/Centrales+T%C3%A9rmicas>

<https://energiaeficiente.wordpress.com/2009/10/23/como-funcionan-las-centrales-termicas/>

http://power.sitios.ing.uc.cl/alumno06/RealOptions/cent_term.html

<http://energiatermicagrupo13.blogspot.com.es/2012/11/diferencias-entre-centrales.html>

http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/vii.-las-centrales-electricas

<https://centrales-termoelectricas.wordpress.com/centrales-termoelectricas/ventajas-y-desventajas-2/>

<http://www.energy.siemens.com/co/es/energias-convencionales/centrales-electricas/centrales-electricas-a-gas/>

http://www.ingenieros.es/files/proyectos/Centrales_T%C3%A9rmicas.pdf

http://www.aulatecnologia.com/BACHILLERATO/1_bg/APUNTES/CENTRALES/TERMICAS/termicas.htm

<https://centrales-termoelectricas.wordpress.com/centrales-termoelectricas/tipos-de-termoelectricas-2/>

https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Centrales_t%C3%A9rmicas_en_Espa%C3%B1a

<http://www.monografias.com/trabajos33/centrales-termicas/centrales-termicas.shtml>

http://file.scrip.org/Html/4-6401034_3326.htm

<http://etermicacsj.blogspot.com.es/>

<http://www.noticiasmallorca.es/noticias/Economia/2014/05/23/29212-3712178.php>

❖ Ciclo diésel

http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Diesel

<https://jornadasenergeticas.files.wordpress.com/2010/02/motor-diesel-presentacion-jornadas-redes-inteligentesulpgc-05feb-vagt-cc.pdf>

<http://www.iprocel.com/portal/index.php/es/servicios/servicios-en-plantas-de-generacion/proyectos-en-centrales-diesel>

<http://www.initec-energia.es/>

<http://powerplants.man.eu/products/dual-fuel-engines/51-60df>

http://www.cat.com/es_MX/products/new/power-systems/industrial/industrial-diesel-power-units-highly-regulated.html

<http://www.hyundai-engine.com/pplant/pplant02.asp>

<http://www.aprenergy.com/es/m%C3%B3dulo-de-generaci%C3%B3n-di%C3%A9sel>

http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/jornadas/jornada_1/ENERGÍA_ELECTRICA_CON_MOTORES_DIESEL_IKER_AZPITARTE.pdf

❖ Ciclo convencional

http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/viii.-las-centrales-termicas-convencionales

<https://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html>

<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1351-central-termica>

<http://www.monografias.com/trabajos82/ciclo-rankine-o-ciclo-potencia-vapor/ciclo-rankine-o-ciclo-potencia-vapor.shtml>

http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Brayton

http://diegoparra301.blogspot.com.es/2015/11/normal-0-21-false-false-false-es-ve-x_98.html

http://opex-energy.com/ciclos/principios_de_Gas_CTCC.html

<http://elperiodicodelaenergia.com/ciclos-combinados-en-espana-o-como-desperdiciar-13-100-millones/>

❖ Ciclo combinado

http://www.bbe.es/cas/ciclo_combinado.aspx

<http://www.cienciasambientales.com/es/noticias-ambientales/el-ministerio-de-industria-prepara-el-cierre-de-plantas-de-ciclo-combinado-a-peticion-de-endesa-e-iberdrola-10091>

<http://www.gasnaturalfenosa.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html>

http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado

https://es.wikipedia.org/wiki/Gasificaci%C3%B3n_integrada_en_ciclo_combinado

<http://www.cicloscombinados.com/>

<http://energiatermicagrupo13.blogspot.com.es/2012/11/central-de-ciclo-combinado.html>

<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1343-central-ciclo-combinado>

<http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/nuestras+energias/tecnologias+de+generacion/1285338592301/ciclos+combinados.html>

<http://www.abc.es/economia/20151021/abci-ciclos-combinados-industria-201510202055.html>

<http://www.seccionmunicipiosciclocombinado.es/assets/Uploads/Words-Ciclos-Combinados/>

<http://www.gasnaturalfenosa.es/es/somos+energia/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html>

<http://www.gmts.es/actividaddocente/pdf%20docencia/maquinasymotores>

<http://w5.siemens.com/>

❖ Turbinas de gas

http://ftp.demec.ufpr.br/disciplinas/TM120/APOSTILA_MH/Turbinas_Termicas_Hidraulicas.pdf

<http://www.pwps.com/industrial-gas-turbines>

<http://www.ethosenergygroup.com/Pages/Products-and-Services/Gas-Turbines-Light-Industrial-Aeroderivative/Equipment/Pratt-Whitney/FT8.aspx>

<http://www.hpi-llc.com/wp-content/uploads/2015/04/FT4-FT8-Gas-Turbine-Solutions-spanish.pdf>

<http://www.mallorcadario.com/>

http://www.apreenergy.com/sites/default/files/turbina_de_gas_ft8_mobilepac_de_apr_energy.pdf

<http://www.turbinasdegas.com/rendimiento-de-turbinas>

http://www.ingenieros.es/files/catalogos/Gas_Turbines_Broschuere.pdf

<http://www.ccj-online.com/wp-content/uploads/2013/07/Gas-Turbine-Packages.pdf>

http://turbomachinery.man.eu/docs/librariesprovider4/Turbomachinery_doc/evolved---our-new-generation-of-industrial-gas-turbines.pdf?sfvrsn=29

<http://www.gas-turbines.com/trader/kwprice.htm>

<http://turbomachinery.man.eu/products/gas-turbines/thm-gas-turbines>

http://turbomachinery.man.eu/docs/librariesprovider4/Turbomachinery_doc/thm-gas-turbines.pdf?sfvrsn=14

❖ Información de la central térmica de Ibiza

http://www.initec-energia.es/section3.cfm?id=3&side=134&t_id=1&rid=79&lang=sp

http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/conocenos/oferta_actividades/central-termica-ibiza

https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_de_Ibiza

http://dgener.caib.es/www/pie/recoregut/enebal/PDF/itinerari_11.pdf

http://www.conselldeivissa.es/porta/RecursosWeb/DOCUMENTOS/1/0_5186_1.pdf

<http://www.diariodeibiza.es/>

<http://www.arabalears.cat/>

<http://www.europapress.es/>

<http://www.finanzas.com/>

<http://www.noudiari.es/>

<http://www.endesa.com/es/saladeprensa/noticias/paso-a-gas-parque-generacion-Baleares>

<http://periodicodeibiza.es/>

<http://www.imtech.es/mantenimiento-de-las-centrales-electricas-de-endesa-de-ibiza-y-tenerife/>

❖ Información de la central de Formentera

<http://www.caib.es/>

<http://www.noudiari.es/>

<http://www.diariodeibiza.es/>

<http://periodicodeibiza.es/>

<http://www.ree.es/>

<http://www.energynews.es/>

<http://www.20minutos.es/>

❖ Información del sistema eléctrico

<http://www.ree.es/>

<http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygasesdesarrollo2002-2011/Documents/addenda.pdf>

<http://www.diariodeibiza.es/>

<http://canal4diario.com/>

<http://www.energynews.es/>

<http://ultimahora.es/>

<http://www.diariodenautica.com/>

<http://www.diariodecalvia.com/>

<http://subseaworldnews.com/>

<http://www.elmundo.es/>

<https://es.wikipedia.org>

<http://electronica.uc3m.es/geste/ROMULO.pdf>

http://www.ree.es/sites/default/files/folleto_romulo_catalan_0.pdf

http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/folleto_romulo_es.pdf

<http://w5.siemens.com/>

<http://dgener.caib.es/www/user/portaenergia/pdse/docs/avaluacio/Capitulo2.pdf>

<http://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST5325ZI163011&id=163011>

<http://ibestat.caib.es/>

<http://www.cerien.upc.edu/jornades/jiie2005/ponencies/transporte%20de%20energia%20electrica%20en%20cc.pdf>

www.oas.org/DSD/publications/Unit/oea23s/ch12.htm

<http://www.sefh.es/53congreso/documentos/comunicaciones/027.pdf>

http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2014.pdf

❖ Información del sistema gasístico

<http://www.diarioinformacion.com/>

<http://www.enagas.es/>

<http://www.lasprovincias.es/>

www.boe.es

<http://www.ibiza-spotlight.com/>

<http://www.europapress.es/>

<https://www.boe.es/boe/dias/2015/06/04/pdfs/BOE-A-2015-6215.pdf>

<http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Publicaciones/gas-natural-anual/Paginas/GasNatural.aspx>

8. ANEXO

8.1. Modelización del rendimiento ideal del ciclo Diésel

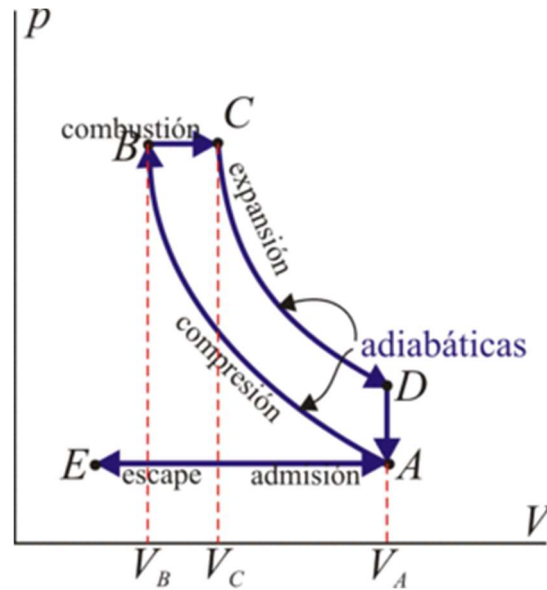


Fig. 8.1-1: Diagrama P-V del ciclo Diésel. Recuperado de laplace.us.es

El ciclo Diésel puede modelizarse como un ciclo ideal formado por seis procesos reversibles. El rendimiento viene dado por las siguientes expresiones:

- Rendimiento en función de las temperaturas:

$$|Q_c| = n c_p (T_C - T_B) \quad [1.1]$$

$$|Q_f| = n c_v (T_D - T_A) \quad [1.2]$$

$$\eta = 1 - \frac{|Q_f|}{|Q_c|} = 1 - \frac{c_v (T_D - T_A)}{c_p (T_C - T_B)} = 1 - \frac{(T_D - T_A)}{\gamma (T_C - T_B)} \quad [1.3]$$

- Rendimiento en función de los volúmenes:

$$T_A V_A^{\gamma-1} = T_B V_B^{\gamma-1} \quad [1.4]$$

$$r \equiv \frac{V_A}{V_B} \Rightarrow T_B = T_A r^{\gamma-1} \quad [1.5]$$

$$p_B = p_C \Rightarrow \frac{V_B}{T_B} = \frac{V_C}{T_C} \quad [1.6]$$

$$T_C = T_B r_c = T_A r_c r^{\gamma-1} \quad [1.7]$$

$$V_D = V_A \quad T_C V_C^{\gamma-1} = T_D V_D^{\gamma-1} \Rightarrow T_D = T_C \left(\frac{V_C}{V_A} \right)^{\gamma-1} \quad [1.8]$$

$$T_D - T_A = T_A r_c^\gamma - T_A = T_A (r_c^\gamma - 1) \quad T_C - T_B = T_A r_c^\gamma r^{\gamma-1} - T_A r^{\gamma-1} = T_A r^{\gamma-1} (r_c - 1) \quad [1.11]$$

$$\eta = 1 - \frac{(T_D - T_A)}{\gamma(T_C - T_B)} = 1 - \frac{r_c^\gamma - 1}{\gamma r^{\gamma-1} (r_c - 1)} \quad [1.12]$$

- $|Q_C|$: Calentamiento a presión constante B → C
- $|Q_F|$: Enfriamiento a volumen constante D → A
- $\gamma = C_p/C_v$: Coeficiente adiabático de un gas ideal
- $r_c = V_C/V_B$: Relación de combustión

8.2. Modelización del rendimiento ideal del ciclo de Rankine

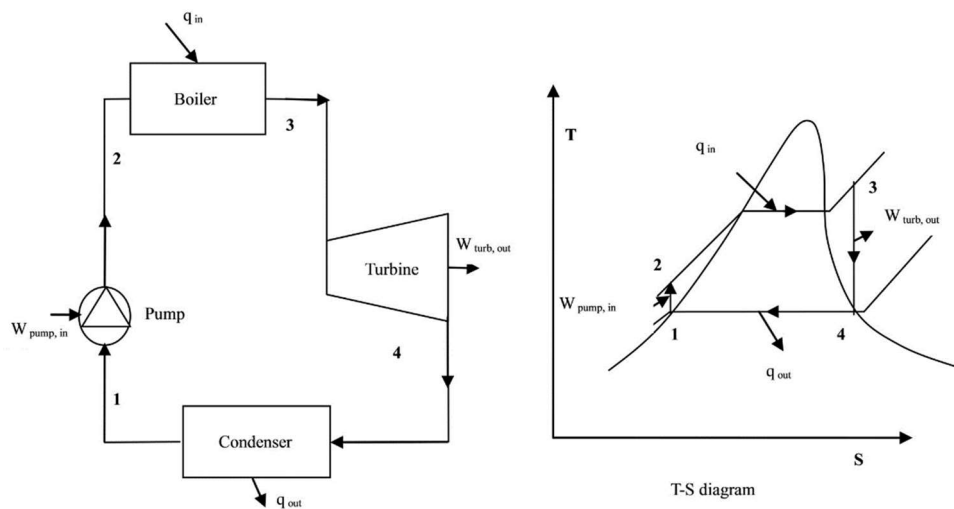


Fig. 8.2-1: Esquema y Diagrama T-S del ciclo de Rankine. Recuperado de file.scirp.org

$$\eta = \frac{q_{in} - q_{out}}{q_{in}} = \frac{(h_3 - h_2) - (h_4 - h_1)}{h_3 - h_2} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2} = \frac{W_T - W_P}{q_{in}} \quad [2.1]$$

- W_P : Trabajo aportado por la bomba
- W_T : Trabajo extraído por la turbina
- q_{in} : Calor absorbido en la caldera
- q_{out} : Calor cedido en el condensador

8.3. Modelización del rendimiento ideal del ciclo de Brayton

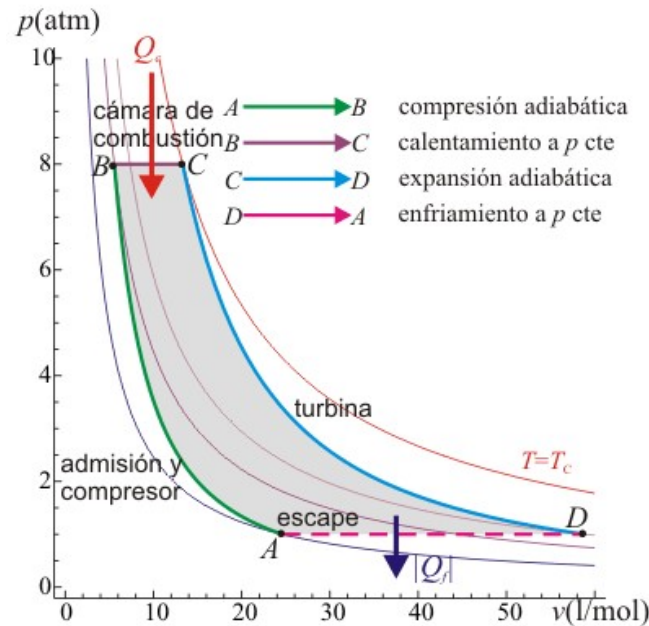


Fig. 8.3-1: Diagrama P-V del ciclo de Brayton. Recuperado de laplace.us.es

El ciclo de Brayton puede modelizarse como un ciclo ideal formado por cuatro procesos reversibles. El rendimiento viene dado por las siguientes expresiones:

- Rendimiento en función de las temperaturas:

$$\eta = 1 - \frac{|Q_f|}{|Q_c|} = 1 - \frac{n c_p (T_D - T_A)}{n c_p (T_C - T_B)} = 1 - \frac{T_D - T_A}{T_C - T_B} \quad [3.1]$$

$$p_A = p_D \quad p_B = p_C \quad [3.2]$$

$$p_A V_A^\gamma = p_B V_B^\gamma \quad p_D V_D^\gamma = p_C V_C^\gamma \quad [3.3]$$

$$p_A^{1-\gamma} T_A^\gamma = p_B^{1-\gamma} T_B^\gamma \quad p_D^{1-\gamma} T_D^\gamma = p_C^{1-\gamma} T_C^\gamma \quad [3.4]$$

$$p_A^{1-\gamma} T_A^\gamma = p_B^{1-\gamma} T_B^\gamma \quad p_A^{1-\gamma} T_D^\gamma = p_B^{1-\gamma} T_C^\gamma \quad [3.5]$$

$$\frac{T_D}{T_A} = \frac{T_C}{T_B} \quad [3.6]$$

$$\frac{T_D - T_A}{T_A} = \frac{T_D}{T_A} - 1 = \frac{T_C}{T_B} - 1 = \frac{T_C - T_B}{T_B} \quad [3.7]$$

$$\frac{T_D - T_A}{T_C - T_B} = \frac{T_A}{T_B} \quad [3.8]$$

$$\eta = 1 - \frac{T_D - T_A}{T_C - T_B} \quad [3.9]$$

- $|Q_C|$: Calentamiento a presión constante B → C
- $|Q_F|$: Enfriamiento a presión constante D → A
- $\gamma = C_p/C_v$: Coeficiente adiabático de un gas ideal

8.4. Modelización y comparación del rendimiento ideal del ciclo combinado

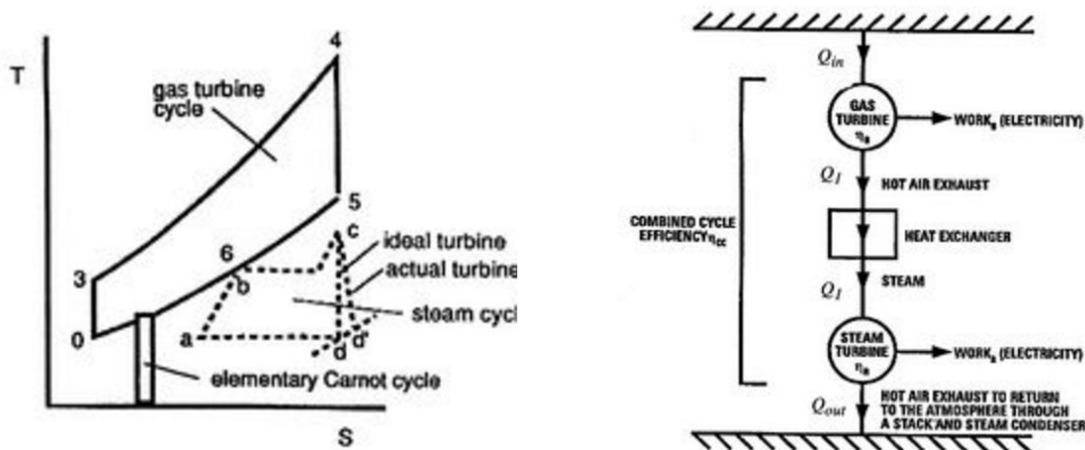


Fig. 8.4-1: Diagrama T-S y esquema del ciclo combinado. Recuperado de web.mit.edu

$$\eta_{CC} = \frac{W}{Q_{in}} = \frac{W_B + W_R}{Q_{in}}, \quad [4.1]$$

$$\eta_{CC} = \frac{Q_{in} - |Q_1| + (|Q_1| - Q_{out})}{Q_{in}} = \left[1 - \frac{|Q_1|}{Q_{in}} \right] + \left[1 - \frac{Q_{out}}{|Q_1|} \right] \left(\frac{|Q_1|}{Q_{in}} \right) \quad [4.2]$$

$$\eta_{CC} = \eta_B + \eta_R - \eta_B \eta_R \quad [4.3]$$

- W_B (Brayton): Trabajo generado por la turbina de gas
- W_R (Rankine): Trabajo generado por la turbina de vapor
- Q_{IN} : Calor aportado al gas en la cámara de combustión
- Q_{OUT} : Calor cedido en el condensador
- Q_1 : Calor intercambiado en la caldera de recuperación de calor

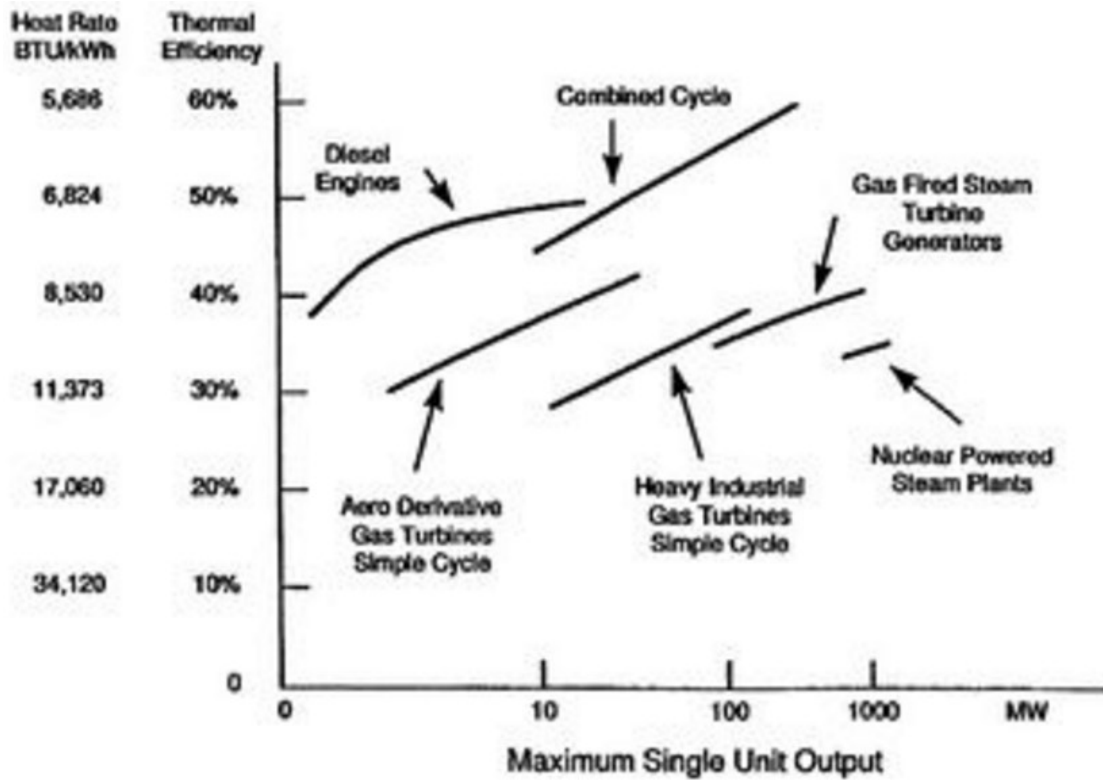


Fig. 8.4-5: Comparación de rendimientos según la tecnología de generación empleada.
Recuperado de web.mit.edu

8.5. Cálculo de la correlación entre la población y la demanda eléctrica

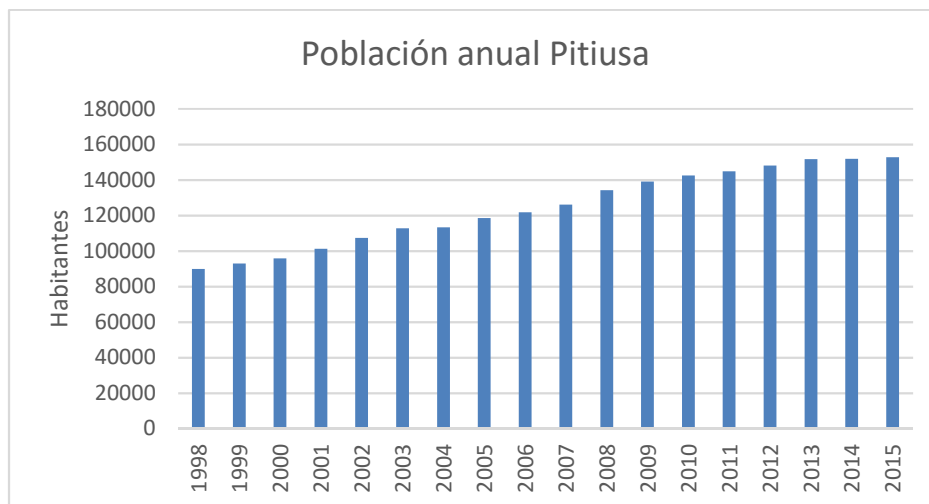


Fig. 8.5-1: Evolución de la población en las islas Pitiusas. Fuente: INE

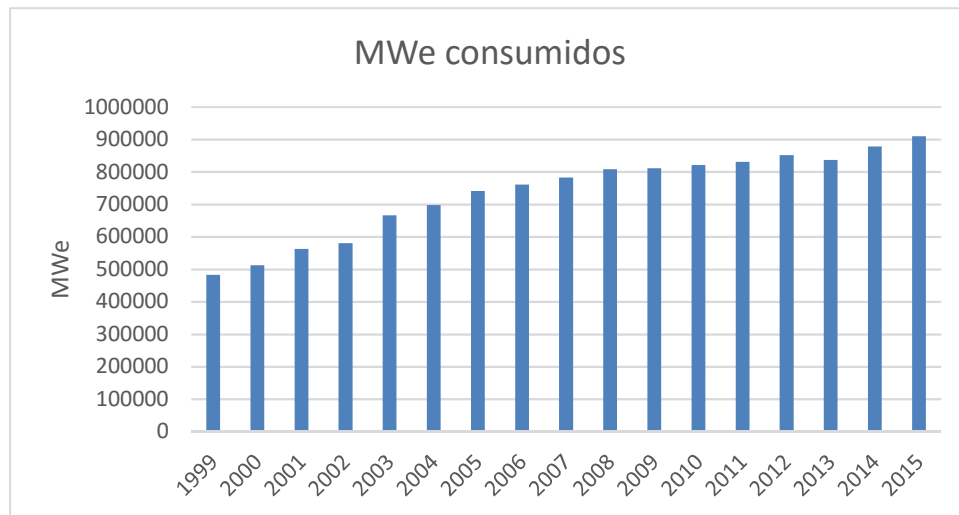


Fig. 8.5-2: Evolución de la demanda eléctrica en las islas Pitiusas. Fuente: IBESTAT

Realizamos un gráfico combinando cada valor de consumo anual con los habitantes censados en ese año (**Fig. 6-1**)

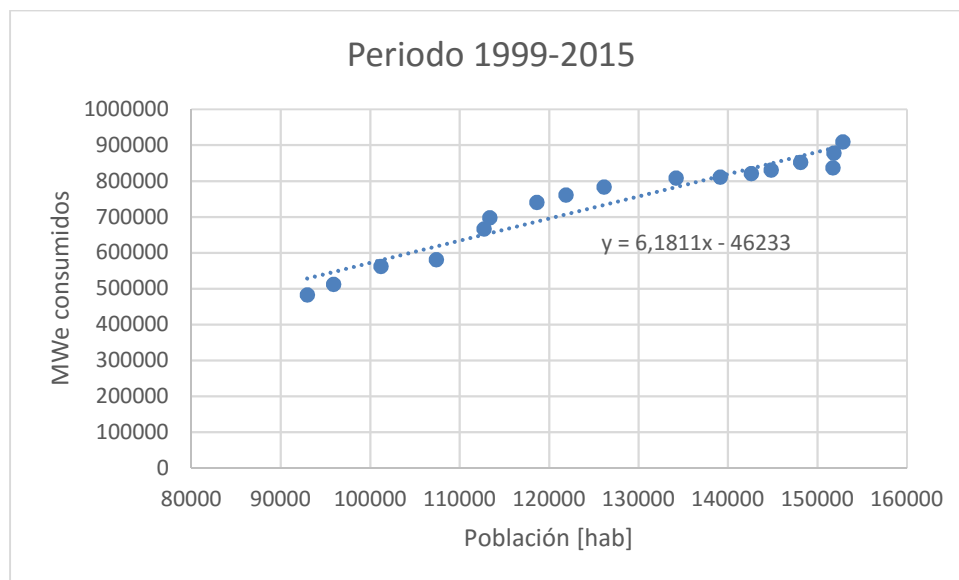


Fig. 8.5-3: Regresión lineal de la población de las islas Pitiusas. Fuente: propia

Ya podemos ver que es bastante probable la existencia de correlación lineal entre ambas variables. Utilizamos el paquete estadístico *Minitab* para calcular el coeficiente de correlación lineal de Pearson:

Correlations: Poblacion; MWe

Pearson correlation of Poblacion and MWe = 0,963
P-Value = 0,000

El coeficiente de Pearson $r = 0,961$, muy cercano a 1, por lo que existe una correlación positiva muy fuerte. Además, el p-valor = 0,00, muy inferior a 0,05 nos indica que la hipótesis nula es correcta (existe correlación) y que la hipótesis alternativa es falsa (no existe correlación)

8.6. Datos sobre las centrales térmicas de ciclo combinado en España

CENTRALES TERMICAS DE CICLO COMBINADO EN ESPAÑA (2013)						
CENTRAL TÉRMICA	PROVINCIA	PROPIETARIOS	CICLOS	POTENCIA (MWe)	INVERSIÓN (mill€)	AÑO
ANDALUCÍA						
Arcos de la Frontera	Cádiz	Iberdrola (100%)	5	1.598	800	2005
Bahía de Algeciras	Cádiz	E.ON (100%)	2	831	400	2011
Campo de Gibraltar	Cádiz	Gas Natural 50%; Cepsa, 50%	2	763	370	2004
Campanillas	Málaga	Gas Natural Fenosa (100%)	1	420	250	2011
Cristóbal Colón	Huelva	Endesa (100%)	1	392	218,5	2006
San Roque	Cádiz	Endesa (50%); Gas Natural Fenosa (50%)	2	782	340	2002
Palos de la Frontera	Huelva	Gas Natural Fenosa (100%)	3	1.186	520	2007
Total			16	5.972	2.898,5	
ARAGÓN						
Castelnou Energía	Teruel	Electrabel (GDF Suez) (100%)	2	798	320	2006
Escatrón	Zaragoza	E.ON (100%)	2	1.098	400	2011
Total			4	1.896	720	
ASTURIAS						
Soto de Ribera	Asturias	HC Energía (100%)	2	866	484	2010
Total			2	866	484	
BALEARES						
Cas de Tresorer	Palma	Endesa (100%)	2	480	213	2010
Son Reus	Palma	Endesa (100%)	2	500	180	2005
Total			4	980	393	
CANARIAS						
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	Endesa (100%)	2	420	325	2009
Granadilla	Tenerife	Endesa (100%)	2	454	473	2011
Total			4	874	798	
CATALUÑA						
Besós III	Barcelona	Gas Natural Fenosa (50%); Endesa (50%)	2	826	360	2002
Besós V	Barcelona	Endesa (100%)	2	873	436	2011
Plana del Vent	Tarragona	Alpiq (50%); Gas Natural Fenosa (50%)	2	833	360	2007
Puerto de Barcelona	Barcelona	Gas Natural Fenosa (100%)	2	892	500	2007
Tarragona	Tarragona	E.ON (100%)	1	363	259	2003
Tarragona Power	Tarragona	Iberdrola (100%)	1	424	267	2003
Total			10	4.211	2.182	
CASTILLA-LA MANCHA						
Aceca	Toledo	Iberdrola (50%); Gas Natural Fenosa (50%)	2	765	500	2006
Total			2	765	770	
COMUNIDAD VALENCIANA						
Castellón	C. Valenciana	Iberdrola (100%)	2	1.668	625	2008
Sagunto	C. Valenciana	Gas Natural Fenosa (100%)	3	1.255	478	2007
Total			5	2.923	1.103	
GALICIA						
Puentes de García Rodríguez	La Coruña	Endesa (100%)	2	812	367	2008
Sabón	La Coruña	Gas Natural Fenosa (100%)	1	389	221,3	2008
Total			3	1.201	588,3	
LA RIOJA						
Arrúbal	La Rioja	CountorGlobal	2	799	360	2005
Total			2	799	360	
MURCIA						
El Fangal	Murcia	GDF Suez (83%); AES (14%); Mitsubishi (3%)	3	1.219	500	2006
Escombreras	Murcia	Iberdrola (100%)	1	831	380	2005
Cartagena-Gas Natural	Murcia	Gas Natural Fenosa (100%)	3	1.268	600	2006
Total			7	3.318	1.480	
NAVARRA						
Castejón 1	Navarra	HC Energía (100%)	2	855	375	2008
Castejón 2	Navarra	Iberdrola (100%)	1	386	180	2003
Total			3	1.241	555	
PAÍS VASCO						
Bahía de Bizkaia Electricidad	Vizcaya	EVE (30%); RREEF (30%); Enagás (40%)	2	829	260	2003
Boroa	Vizcaya	ESB (50%); Osaka Gas (50%)	2	749	390	2005
Santurce	Vizcaya	Iberdrola (100%)	1	402	180	2005
Total			5	1.980	830	

Fig. 8.6-1: Información sobre las centrales de ciclo combinado en España. Fuente: dialnet.unirioja.es

8.7. Especificaciones técnicas de los grupos diésel. Central Térmica de Ibiza

Hay dos tipologías de grupos motores en la central térmica de Ibiza: Motores de baja velocidad de 2T y motores de media velocidad de 4T:

- **Motores de baja velocidad. Ciclo 2T**



Fig. 8.7-1: Disposición de los grupos motores en la central térmica de Ibiza.

Fuente: propia

Central	Nº	Fabricante	Modelo	MW	min ⁻¹
GESA	3	BW	6 K74	8,3	125
GESA	3	BW	10 K67	16	136,4
GESA	2	BW	10 K60	16,3	150

Tabla 8.7-1: Especificaciones técnicas de los grupos motores 2T.

Fuente: www.endesaeduca.com

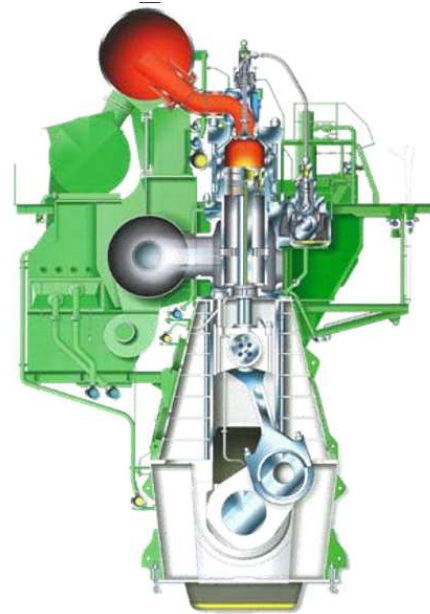


Fig. 8.7-1: Representación de motor diésel 2T.

Recuperado de www.endesaeduca.com

- **Motores de media velocidad. Ciclo 4T**

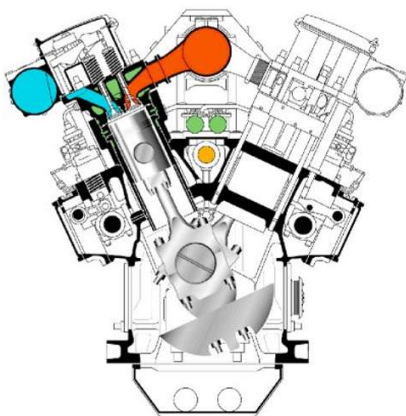


Fig. 8.7-1: Representación de motor diésel 4T.

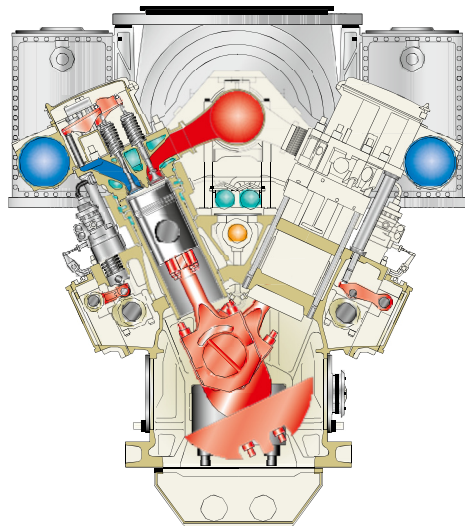
Recuperado de www.endesaeduca.com

Son los grupos diésel que se han ido comentando durante todo el proyecto. Conforman actualmente la fuente de generación principal de la central, tanto en tiempo de trabajo, como en volumen energético producido, llegando a generar un 60% de la demanda eléctrica.

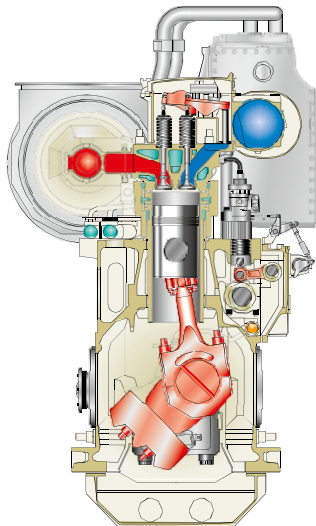
Central	Nº	Fabricante	Modelo	MW	min ⁻¹
GESA	4	MAN	V48/60	18,9	500

Tabla 8.7-2: Especificaciones técnicas de los grupos motores 4T.

Fuente: www.endesaeduca.com



V48/60 four-stroke diesel engine



L48/60 four-stroke diesel engine

Power output (maximum continuous rating)

		Engine (kW)	Generating set (kW)
9L48/60	9 cyl.	9,450	9,195
12V48/60	12 cyl.	12,600	12,310
14V48/60	14 cyl.	14,700	14,362
18V48/60	18 cyl.	18,900	18,465
		50/60 Hz	
Engine speed			500/514 rpm
Mean piston speed			10.0/10.3 m/s
Mean effective pressure			23.2/22.6 bar
Nominal generator efficiencies		L-type: 97.3%, V-type: 97.7%	

Electric genset heat rate at 100% load

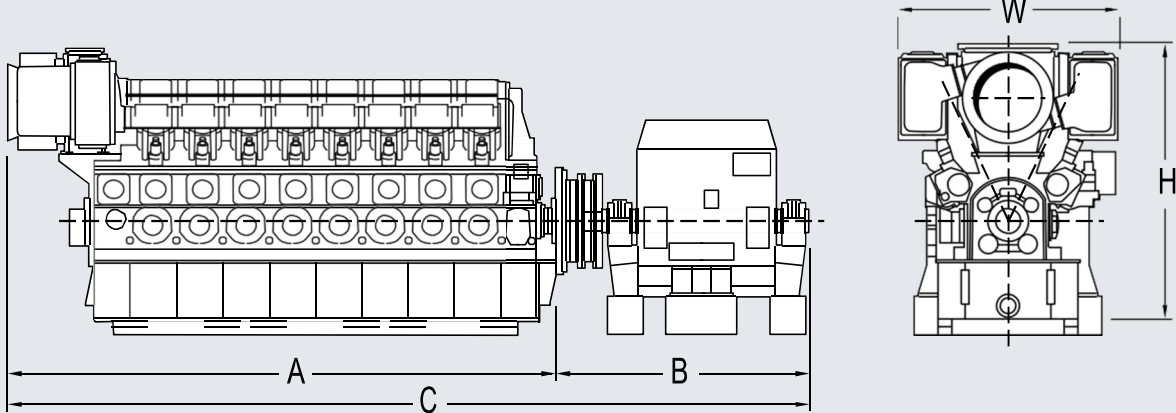
	kJ/kWh
L48/60 (WB 1998)	7,812
V48/60 (WB 1998)	7,605
L48/60 (WB 2007/2008)	7,899
V48/60 (WB 2007/2008)	7,779

Engine type specific reference charge air temperature before cylinder 37 °C

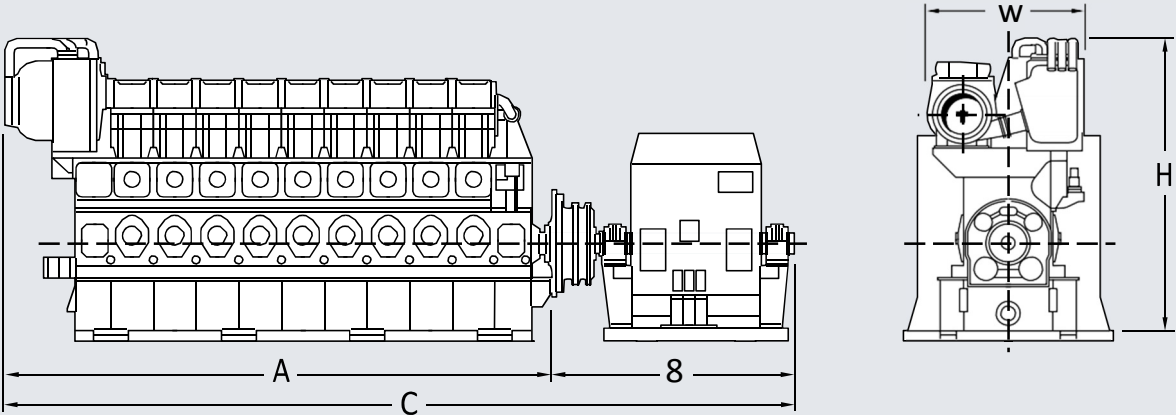
Specific lubricating oil consumption

	g/kWh
L+V48/60	0.5

V48/60 four-stroke diesel engine



L48/60 four-stroke diesel engine



48/60 engine

Engine type	No. of cyl.	A (mm)	B (mm)	C (mm)	W (mm)	H (mm)	Wt. (t)
9L48/60	9	10,545	4,805	15,350	2,970	5,780	223
12V48/60	12	9,835	4,950	14,785	4,700	6,250	273
14V48/60	14	10,835	5,150	15,985	4,700	6,250	314
18V48/60	18	13,148	5,410	18,558	4,700	6,530	375

All weights and dimensions apply only to dry engines without a flywheel. More information available upon request.

8.8. Especificaciones técnicas de las turbinas de gas. Central térmica de Ibiza

En este apartado se muestra la disposición de las actuales turbinas de gas instaladas, así como sus especificaciones técnicas detalladas.



Fig. 8.8-1: Turbina de gas Pratt & Whitney instalada en la central térmica de Ibiza.
Fuente: propia



Fig. 8.8-2: Turbina de gas Pratt & Whitney instalada en la central térmica de Ibiza.
Fuente: propia

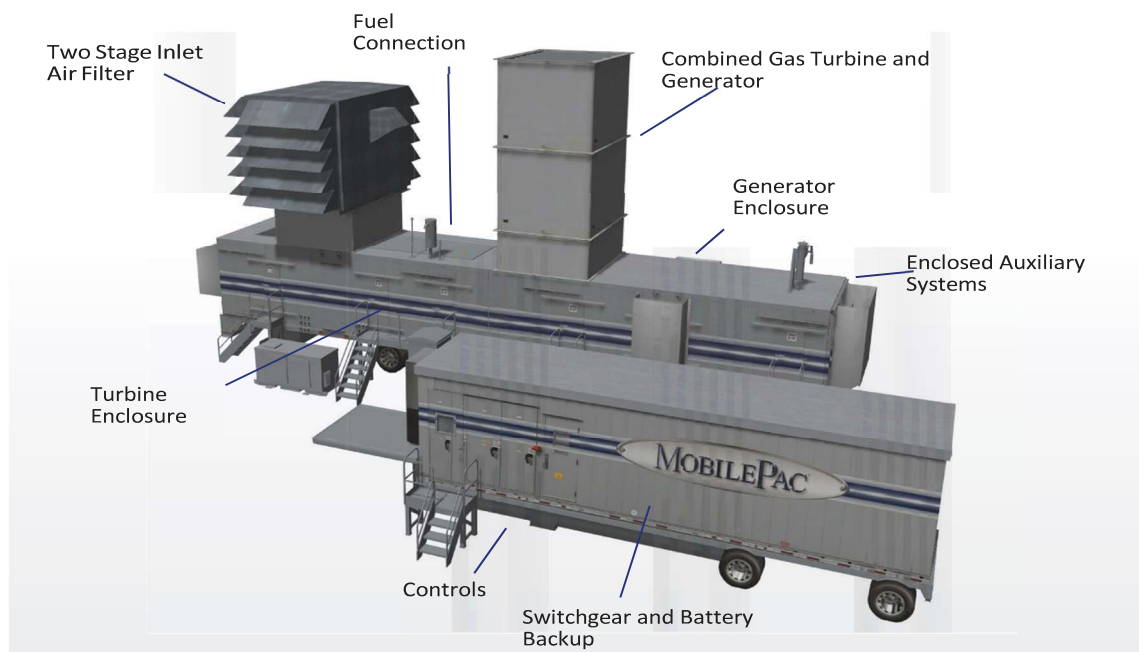
Performance Specs

Model	Hertz	ISO Base Rating (kW)	Heat Rate, LHV (Btu/kWh)	Heat Rate, LHV (kJ/kWh)	Efficiency (%)	Exhaust Flow (lb/sec)	Exhaust Flow (kg/sec)	Power Turbine (rpm)	Exhaust Temp (°F)	Exhaust Temp (°C)
FT8® MOBILEPAC®	50	25,500	9,372	9,888	36.4	202	92	3000	917	492
FT8® MOBILEPAC®	60	25,941	9,312	9,825	36.7	202	92	3600	916	491

*Compact footprint installed in parallel or in-line. This footprint allows equipment access and necessary clearance.

MOBILEPAC® Installed Weights & Dimensions

	Power Trailer	Control Trailer	Equipment	Exhaust Equipment	Overall Footprint
Includes:	Gas Generator, Power Turbine, Electric Generator, and Lube Oil Systems	Monitoring, Operator Control and Instrumentation, Circuit Breaker, and Switchgear	Primary Inlet Air Filter House, Primary Inlet Air Silencer	Exhaust Silencer, Exhaust Transition Piece, Exhaust Silencer Box with Test Ports	Two trailers, including all Ancillary Equipment, Liquid or Gas Fuel Skids
Dimensions (ft)	72' x 15' x 14'	48' x 9' x 14'	Height 16'	Height 20'	
Dimensions (m)	22 x 4.1 x 4m	14.6 x 2.6 x 4m	Height 4.9m	Height 6.2m	
Weight (lbs)	165,600	45,700	23,000	57,300	291,600
(kg)	75,000	20,700	10,400	26,000	132,300



8.9. Estudio de viabilidad del ciclo combinado



CICLO COMBINADO								
Potencia (MW)		210						
AÑO		0	1	2	3	4	5	6
INVERSION LLAVE EN MANO	€	106500000						
Gastos Anuales Fijos	€/año		4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000
Operación y Mantenimiento	€/año		4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000
Gastos Anuales Variables	€/año		27901790,86	28163402,88	28427631,03	28694501,46	28964040,59	29236275,11
Combustible	€/año		24102312,33	24343335,45	24586768,81	24832636,5	25080962,86	25331772,49
Emisión CO2	€/año		2058890,271	2079479,174	2100273,966	2121276,705	2142489,472	2163914,367
Operación y Mantenimiento	€/año		1740588,253	1740588,253	1740588,253	1740588,253	1740588,253	1740588,253
Total Gastos Anuales	€/año		32017790,86	32279402,88	32543631,03	32810501,46	33080040,59	33352275,11
Total Ingresos venta energia electrica	€/año		52673456,35	53200190,92	53732192,83	54269514,75	54812209,9	55360332
Flujo tesoreria	€/año	-106500000	20655665,5	20920788,03	21188561,8	21459013,3	21732169,31	22008056,89
Flujo tesoreria acumulado	€/año	-106500000	-85844334,5	-64923546,47	-43734984,67	-22275971,37	-543802,058	21464254,83
Flujo tesoreria actualizado (i = 0,5%)	€/año	-106500000	20552900,99	20713138,82	20873885,37	21035144,6	21196920,51	21359217,07
Flujo tesoreria actualizado (i = 1,0%)	€/año	-106500000	20451153,96	20508565,86	20565409,33	20621689,99	20677413,42	20732585,13



7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000
4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000
29511232	29788938,4	30069421,9	30352710,3	30638831,5	30927813,9	31219686,2	31514477,1	31812216	32112932,3	32416655,7
25585090,2	25840941,1	26099350,5	26360344	26623947,5	26890186,9	27159088,8	27430679,7	27704986,5	27982036,4	28261856,7
2185553,51	2207409,05	2229483,14	2251777,97	2274295,75	2297038,7	2320009,09	2343209,18	2366641,27	2390307,69	2414210,76
1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25
33627232	33904938,4	34185421,9	34468710,3	34754831,5	35043813,9	35335686,2	35630477,1	35928216	36228932,3	36532655,7
55913935,3	56473074,7	57037805,4	57608183,5	58184265,3	58766108	59353769	59947306,7	60546779,8	61152247,6	61763770,1
22286703,3	22568136,3	22852383,5	23139473,2	23429433,8	23722294,1	24018082,9	24316829,6	24618563,8	24923315,3	25231114,3
43750958,2	66319094,4	89171477,9	112310951	135740385	159462679	183480762	207797592	232416155	257339471	282570585
21522038,3	21685388,2	21849270,8	22013690,2	22178650,4	22344155,4	22510209,5	22676816,5	22843980,8	23011706,3	23179997,3
20787210,6	20841295,2	20894844,3	20947863,2	21000357,2	21052331,5	21103791,1	21154741,3	21205187	21255133,2	21304584,9



18	19	20	21	22	23	24	25
4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000
4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000	4116000
32723416,4	33033244,7	33346171,3	33662227,1	33981443,5	34303852	34629484,7	34958373,6
28544475,3	28829920,1	29118219,3	29409401,4	29703495,5	30000530,4	30300535,7	30603541,1
2438352,87	2462736,4	2487363,76	2512237,4	2537359,78	2562733,37	2588360,71	2614244,31
1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25	1740588,25
36839416,4	37149244,7	37462171,3	37778227,1	38097443,5	38419852	38745484,7	39074373,6
62381407,8	63005221,9	63635274,1	64271626,8	64914343,1	65563486,5	66219121,4	66881312,6
25541991,3	25855977,1	26173102,8	26493399,7	26816899,6	27143634,5	27473636,7	27806938,9
308112576	333968553	360141656	386635056	413451955	440595590	468069227	495876166
23348857,9	23518292,2	23688304,4	23858898,8	24030079,5	24201850,7	24374216,7	24547181,8
21353547	21402024,3	21450021,7	21497543,8	21544595,4	21591181,2	21637305,7	21682973,5

8.10. Estudio de viabilidad de la planta fotovoltaica

CENTRAL SOLAR						
Generacion (MW)	4					
Superficie ocupada (m ²)	33336					
AÑO		1	2	3	4	5
INVERSION LLAVE EN MANO	11132860,16					
Modulos y Soportes	4866070,32					
Equipos	1791734,8					
Adecuacion del terreno	776512					
Legalizacion y direccion de obra	297372,72					
Margen Industrial	463901,36					
Gestion y desarrollo	1005119,68					
IVA (21%)	21,00%					
COSTES FIJOS		8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
Reposicion		8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
COSTES VARIABLES		59.306,24 €	59.899,30 €	60.498,30 €	61.103,28 €	61.714,31 €
Seguro		41.600,00 €	42.016,00 €	42.436,16 €	42.860,52 €	43.289,13 €
Vigilancia		9.600,00 €	9.696,00 €	9.792,96 €	9.890,89 €	9.989,80 €
Limpieza		7.200,00 €	7.272,00 €	7.344,72 €	7.418,17 €	7.492,35 €
Luz		906,24 €	915,30 €	924,46 €	933,70 €	943,04 €
Tasa de interes anual	1,00%					
TOTAL GASTOS		67.466,24 €	68.059,30 €	68.658,30 €	69.263,28 €	69.874,31 €
INGRESOS		1.471.721,42 €	1.485.695,41 €	1.499.802,09 €	1.514.042,71 €	1.528.418,54 €
Produccion esperada		5.846.800,00 €	5.843.876,60 €	5.840.954,66 €	5.838.034,18 €	5.835.115,17 €
Perdida eficiencia			0,05%	0,05%	0,05%	0,05%
Precio		0,251714	0,25297257	0,254237433	0,25550862	0,256786163
IPC			1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Flujo tesoreria	- 11.132.860,16 €	1.404.255,18 €	1.417.636,11 €	1.431.143,79 €	1.444.779,43 €	1.458.544,23 €
Flujo tesoreria acumulado	- 11.132.860,16 €	- 9.728.604,99 €	- 8.310.968,88 €	- 6.879.825,09 €	- 5.435.045,66 €	- 3.976.501,43 €
Flujo tesoreria actualizado (i=0,5%)	- 11.132.860,16 €	1.397.268,83 €	1.403.565,36 €	1.409.889,53 €	1.416.241,46 €	1.422.621,26 €
Flujo tesoreria actualizado (i=1,0%)	- 11.132.860,16 €	1.390.351,66 €	1.389.703,08 €	1.389.054,07 €	1.388.404,63 €	1.387.754,79 €

6	7	8	9	10	11	12	13
8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
62.331,45 €	62.954,77 €	63.584,32 €	64.220,16 €	64.862,36 €	65.510,98 €	66.166,09 €	66.827,76 €
43.722,02 €	44.159,24 €	44.600,83 €	45.046,84 €	45.497,31 €	45.952,28 €	46.411,80 €	46.875,92 €
10.089,70 €	10.190,59 €	10.292,50 €	10.395,42 €	10.499,38 €	10.604,37 €	10.710,42 €	10.817,52 €
7.567,27 €	7.642,95 €	7.719,37 €	7.796,57 €	7.874,53 €	7.953,28 €	8.032,81 €	8.113,14 €
952,47 €	961,99 €	971,61 €	981,33 €	991,14 €	1.001,05 €	1.011,06 €	1.021,17 €
70.491,45 €	71.114,77 €	71.744,32 €	72.380,16 €	73.022,36 €	73.670,98 €	74.326,09 €	74.987,76 €
1.542.930,88 €	1.557.581,01 €	1.572.370,24 €	1.587.299,89 €	1.571.109,44 €	1.555.084,12 €	1.539.222,26 €	1.523.522,19 €
5.832.197,61 €	5.829.281,51 €	5.826.366,87 €	5.823.453,69 €	5.706.984,61 €	5.592.844,92 €	5.480.988,02 €	5.371.368,26 €
0,05%	0,05%	0,05%	0,05%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
0,258070094	0,259360444	0,260657247	0,261960533	0,263270336	0,264586687	0,265909621	0,267239169
1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
1.472.439,42 €	1.486.466,24 €	1.500.625,92 €	1.514.919,73 €	1.498.087,07 €	1.481.413,13 €	1.464.896,17 €	1.448.534,44 €
- 2.504.062,00 €	- 1.017.595,76 €	483.030,16 €	1.997.949,89 €	3.496.036,97 €	4.977.450,10 €	6.442.346,27 €	7.890.880,71 €
1.429.029,08 €	1.435.465,03 €	1.441.929,25 €	1.448.421,85 €	1.425.202,05 €	1.402.327,70 €	1.379.793,52 €	1.357.594,35 €
1.387.104,54 €	1.386.453,90 €	1.385.802,86 €	1.385.151,44 €	1.356.198,69 €	1.327.825,73 €	1.300.020,97 €	1.272.773,03 €

14	15	16	17	18	19	20	21
8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
67.496,03 €	68.170,99 €	68.852,70 €	69.541,23 €	70.236,64 €	70.939,01 €	71.648,40 €	72.364,88 €
47.344,68 €	47.818,13 €	48.296,31 €	48.779,27 €	49.267,06 €	49.759,73 €	50.257,33 €	50.759,91 €
10.925,70 €	11.034,95 €	11.145,30 €	11.256,75 €	11.369,32 €	11.483,02 €	11.597,85 €	11.713,82 €
8.194,27 €	8.276,21 €	8.358,98 €	8.442,57 €	8.526,99 €	8.612,26 €	8.698,38 €	8.785,37 €
1.031,39 €	1.041,70 €	1.052,12 €	1.062,64 €	1.073,26 €	1.084,00 €	1.094,84 €	1.105,79 €
75.656,03 €	76.330,99 €	77.012,70 €	77.701,23 €	78.396,64 €	79.099,01 €	79.808,40 €	80.524,88 €
1.507.982,27 €	1.492.600,85 €	1.477.376,32 €	1.462.307,08 €	1.447.391,55 €	1.432.628,16 €	1.418.015,35 €	1.403.551,59 €
5.263.940,90 €	5.158.662,08 €	5.055.488,84 €	4.954.379,06 €	4.855.291,48 €	4.758.185,65 €	4.663.021,94 €	4.569.761,50 €
2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
0,268575365	0,269918241	0,271267833	0,272624172	0,273987293	0,275357229	0,276734015	0,278117685
1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
1.432.326,23 €	1.416.269,85 €	1.400.363,62 €	1.384.605,85 €	1.368.994,91 €	1.353.529,15 €	1.338.206,95 €	1.323.026,71 €
9.323.206,94 €	10.739.476,79 €	12.139.840,41 €	13.524.446,26 €	14.893.441,17 €	16.246.970,31 €	17.585.177,26 €	18.908.203,97 €
1.335.725,08 €	1.314.180,70 €	1.292.956,25 €	1.272.046,87 €	1.251.447,75 €	1.231.154,16 €	1.211.161,47 €	1.191.465,07 €
1.246.070,78 €	1.219.903,30 €	1.194.259,87 €	1.169.130,01 €	1.144.503,44 €	1.120.370,10 €	1.096.720,10 €	1.073.543,78 €



22

23

24

25

8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €	8.160,00 €
73.088,53 €	73.819,42 €	74.557,61 €	75.303,19 €
51.267,50 €	51.780,18 €	52.297,98 €	52.820,96 €
11.830,96 €	11.949,27 €	12.068,76 €	12.189,45 €
8.873,22 €	8.961,95 €	9.051,57 €	9.142,09 €
1.116,84 €	1.128,01 €	1.139,29 €	1.150,68 €

81.248,53 €	81.979,42 €	82.717,61 €	83.463,19 €
1.389.235,37 €	1.375.065,16 €	1.361.039,50 €	1.305.917,40 €
4.478.366,27 €	4.388.798,94 €	4.301.022,96 €	4.085.971,82 €
2,00%	2,00%	2,00%	5,00%
0,279508274	0,280905815	0,282310344	0,283721896
1,00%	1,00%	1,00%	1,00%

1.307.986,83 €	1.293.085,75 €	1.278.321,89 €	1.222.454,21 €
20.216.190,80 €	21.509.276,55 €	22.787.598,44 €	24.010.052,65 €
1.172.060,46 €	1.152.943,18 €	1.134.108,86 €	1.079.148,12 €
1.050.831,66 €	1.028.574,44 €	1.006.763,02 €	953.231,22 €

8.11. Estudio de viabilidad del cable eléctrico Ibiza-Formentera



CABLE CORRIENTE HVAC	50 MW				
Longitud	32,3 km				
Terrestre	9,3 km				
Marina	23 km				
AÑO	0	1	2	3	4
INVERSION INICIAL	77.700.000,00 €				
Costes O/M	140.000,00 €	141.400,00 €	142.814,00 €	144.242,14 €	
Tasa de interés anual	1%	1%	1%	1%	
COSTES TOTALES	140.000,00 €	141.400,00 €	142.814,00 €	144.242,14 €	
INGRESOS	14.513,90 €	15.245,41 €	15.990,08 €	16.748,13 €	
Produccion esperada (MW/año)	57660,3	59966,7	62273,1	64579,5	
Porcentaje total cubierta demanda Formentera	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	
Precio (€/MWh)	0,251714	0,25423114	0,256773451	0,259341186	
IPC	1%	1%	1%	1%	
Flujo tesoreria	- 77.700.000,00 € -	125.486,10 € -	126.154,59 € -	126.823,92 € -	127.494,01 €
Flujo tesoreria acumulado	- 77.700.000,00 € -	77.825.486,10 € -	77.951.640,69 € -	78.078.464,60 € -	78.205.958,61 €
Flujo tesoreria actualizado	- 77.700.000,00 € -	124.243,66 € -	123.668,85 € -	123.094,04 € -	122.519,23 €



5	6	7	8	9	10	11	12
145.684,56 €	147.141,41 €	148.612,82 €	150.098,95 €	151.599,94 €	153.115,94 €	154.647,10 €	156.193,57 €
1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
145.684,56 €	147.141,41 €	148.612,82 €	150.098,95 €	151.599,94 €	153.115,94 €	154.647,10 €	156.193,57 €
17.519,74 €	18.305,11 €	19.104,43 €	19.917,91 €	20.745,75 €	21.588,16 €	22.445,33 €	23.317,49 €
66885,9	69192,4	71498,8	73805,2	76111,6	78418,0	80724,4	83030,8
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,261934598	0,264553944	0,267199483	0,269871478	0,272570193	0,275295895	0,278048854	0,280829342
1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
- 128.164,82 €	- 128.836,30 €	- 129.508,39 €	- 130.181,04 €	- 130.854,19 €	- 131.527,78 €	- 132.201,77 €	- 132.876,07 €
- 78.334.123,43 €	- 78.462.959,72 €	- 78.592.468,11 €	- 78.722.649,15 €	- 78.853.503,33 €	- 78.985.031,11 €	- 79.117.232,88 €	- 79.250.108,95 €
- 121.944,43 €	- 121.369,62 €	- 120.794,81 €	- 120.220,00 €	- 119.645,19 €	- 119.070,39 €	- 118.495,58 €	- 117.920,77 €



13	14	15	16	17	18	19	20
157.755,50 €	159.333,06 €	160.926,39 €	162.535,65 €	164.161,01 €	165.802,62 €	167.460,65 €	169.135,25 €
1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
157.755,50 €	159.333,06 €	160.926,39 €	162.535,65 €	164.161,01 €	165.802,62 €	167.460,65 €	169.135,25 €
24.204,85 €	25.107,63 €	26.026,04 €	26.960,31 €	27.910,66 €	28.877,32 €	29.860,53 €	30.860,51 €
85337,2	87643,7	89950,1	92256,5	94562,9	96869,3	99175,7	101482,1
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,283637636	0,286474012	0,289338752	0,29223214	0,295154461	0,298106006	0,301087066	0,304097936
1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
- 133.550,65 € -	134.225,43 € -	134.900,35 € -	135.575,35 € -	136.250,35 € -	136.925,30 € -	137.600,12 € -	138.274,75 €
- 79.383.659,60 € -	79.517.885,03 € -	79.652.785,38 € -	79.788.360,73 € -	79.924.611,08 € -	80.061.536,38 € -	80.199.136,50 € -	80.337.411,25 €
- 117.345,96 € -	116.771,15 € -	116.196,35 € -	115.621,54 € -	115.046,73 € -	114.471,92 € -	113.897,11 € -	113.322,30 €

21	22	23	24	25
170.826,61 €	172.534,87 €	174.260,22 €	176.002,82 €	177.762,85 €
1%	1%	1%	1%	1%
170.826,61 €	172.534,87 €	174.260,22 €	176.002,82 €	177.762,85 €
31.877,50 €	32.911,75 €	33.963,49 €	35.032,98 €	36.120,46 €
103788,5	106095,0	108401,4	110707,8	113014,2
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,307138916	0,310210305	0,313312408	0,316445532	0,319609987
1%	1%	1%	1%	1%
- 138.949,11 €	- 139.623,12 €	- 140.296,73 €	- 140.969,84 €	- 141.642,39 €
- 80.476.360,35 €	- 80.615.983,48 €	- 80.756.280,21 €	- 80.897.250,05 €	- 81.038.892,43 €
- 112.747,50 €	- 112.172,69 €	- 111.597,88 €	- 111.023,07 €	- 110.448,26 €

8.12. Estudio de viabilidad de las tres alternativas



	AÑO	1	2	3	4
INVERSION INICIAL TOTAL	195.332.860,16 €				
Inversion Central Ciclo Combinado	106.500.000,00 €				
Inversión Planta Fotovoltaica	11.132.860,16 €				
Inversión Cable Conexión	77.700.000,00 €				
COSTES					
Costes Central Ciclo Combinado		32.017.790,86 €	32.279.402,88 €	32.543.631,03 €	32.810.501,46 €
Costes Planta Fotovoltaica		67.466,24 €	68.059,30 €	68.658,30 €	69.263,28 €
Costes Cable Conexión		140.000,00 €	141.400,00 €	142.814,00 €	144.242,14 €
INGRESOS					
Ingresos Central Ciclo Combinado		52.673.456,35 €	53.200.190,92 €	53.732.192,83 €	54.269.514,75 €
Ingresos Planta Fotovoltaica		1.471.721,42 €	1.485.695,41 €	1.499.802,09 €	1.514.042,71 €
Ingresos Cable Conexión		14.513,90 €	15.245,41 €	15.990,08 €	16.748,13 €
Flujo tesoreria	- 195.332.860,16 €	21.934.434,58 €	22.212.269,55 €	22.492.881,68 €	22.776.298,72 €
Flujo tesoreria acumulado	- 195.332.860,16 €	- 173.398.425,59 €	- 151.186.156,04 €	- 128.693.274,36 €	- 105.916.975,64 €
Flujo tesoreria actualizado	- 195.332.860,16 €	21.717.261,96 €	21.774.600,09 €	21.831.369,35 €	21.887.575,39 €



5	6	7	8	9	10	11	12
33.080.040,59 €	33.352.275,11 €	33.627.231,98 €	33.904.938,42 €	34.185.421,92 €	34.468.710,25 €	34.754.831,47 €	35.043.813,91 €
69.874,31 €	70.491,45 €	71.114,77 €	71.744,32 €	72.380,16 €	73.022,36 €	73.670,98 €	74.326,09 €
145.684,56 €	147.141,41 €	148.612,82 €	150.098,95 €	151.599,94 €	153.115,94 €	154.647,10 €	156.193,57 €
54.812.209,90 €	55.360.332,00 €	55.913.935,32 €	56.473.074,67 €	57.037.805,42 €	57.608.183,47 €	58.184.265,31 €	58.766.107,96 €
1.528.418,54 €	1.542.930,88 €	1.557.581,01 €	1.572.370,24 €	1.587.299,89 €	1.571.109,44 €	1.555.084,12 €	1.539.222,26 €
17.519,74 €	18.305,11 €	19.104,43 €	19.917,91 €	20.745,75 €	21.588,16 €	22.445,33 €	23.317,49 €
23.062.548,73 €	23.351.660,02 €	23.643.661,19 €	23.938.581,14 €	24.236.449,05 €	24.506.032,51 €	24.778.645,20 €	25.054.314,15 €
- 82.854.426,91 €	- 59.502.766,89 €	- 35.859.105,70 €	- 11.920.524,56 €	12.315.924,49 €	36.821.957,00 €	61.600.602,21 €	86.654.916,35 €
21.943.223,78 €	21.998.320,06 €	22.052.869,67 €	22.106.878,06 €	22.160.350,56 €	22.184.991,54 €	22.209.687,38 €	22.234.431,68 €

13	14	15	16	17	18	19
35.335.686,16 €	35.630.477,14 €	35.928.216,03 €	36.228.932,31 €	36.532.655,75 €	36.839.416,42 €	37.149.244,71 €
74.987,76 €	75.656,03 €	76.330,99 €	77.012,70 €	77.701,23 €	78.396,64 €	79.099,01 €
157.755,50 €	159.333,06 €	160.926,39 €	162.535,65 €	164.161,01 €	165.802,62 €	167.460,65 €
59.353.769,04 €	59.947.306,73 €	60.546.779,80 €	61.152.247,60 €	61.763.770,07 €	62.381.407,77 €	63.005.221,85 €
1.523.522,19 €	1.507.982,27 €	1.492.600,85 €	1.477.376,32 €	1.462.307,08 €	1.447.391,55 €	1.432.628,16 €
24.204,85 €	25.107,63 €	26.026,04 €	26.960,31 €	27.910,66 €	28.877,32 €	29.860,53 €
25.333.066,67 €	25.614.930,39 €	25.899.933,27 €	26.188.103,56 €	26.479.469,82 €	26.774.060,96 €	27.071.906,17 €
111.987.983,02 €	137.602.913,41 €	163.502.846,69 €	189.690.950,25 €	216.170.420,07 €	242.944.481,03 €	270.016.387,20 €
22.259.218,20 €	22.284.040,91 €	22.308.893,92 €	22.333.771,53 €	22.358.668,20 €	22.383.578,53 €	22.408.497,31 €



21	22	23	24	25
37.778.227,10 €	38.097.443,49 €	38.419.852,04 €	38.745.484,68 €	39.074.373,64 €
80.524,88 €	81.248,53 €	81.979,42 €	82.717,61 €	83.463,19 €
170.826,61 €	172.534,87 €	174.260,22 €	176.002,82 €	177.762,85 €
64.271.626,81 €	64.914.343,08 €	65.563.486,51 €	66.219.121,38 €	66.881.312,59 €
1.403.551,59 €	1.389.235,37 €	1.375.065,16 €	1.361.039,50 €	1.305.917,40 €
31.877,50 €	32.911,75 €	33.963,49 €	35.032,98 €	36.120,46 €
27.677.477,31 €	27.985.263,30 €	28.296.423,49 €	28.610.988,74 €	28.887.750,77 €
325.066.899,51 €	353.052.162,81 €	381.348.586,29 €	409.959.575,03 €	438.847.325,80 €
22.458.340,08 €	22.483.254,37 €	22.508.157,71 €	22.533.045,61 €	22.525.756,44 €